

**DISEÑO DE SISTEMA PARA LA SECTORIZACIÓN Y MEDICIÓN DEL  
CONSUMO ENERGÉTICO DE LOS USUARIOS RESIDENCIALES  
CONECTADOS LÍCITAMENTE A UN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN  
UTILIZANDO CIRCUITOS DE SEÑAL MIXTA PSoC Y COMUNICACIÓN POR  
LÍNEAS DE POTENCIA (PLC)**

**JONATHAN ANDRÉS DELGADO SALAMANCA  
PAULO CÉSAR LIBREROS FAJARDO**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE ELECTRONICA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES  
SANTIAGO DE CALI  
2014**

**DISEÑO DE SISTEMA PARA LA SECTORIZACIÓN Y MEDICIÓN DEL  
CONSUMO ENERGÉTICO DE LOS USUARIOS RESIDENCIALES  
CONECTADOS LÍCITAMENTE A UN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN  
UTILIZANDO CIRCUITOS DE SEÑAL MIXTA PSOC Y COMUNICACIÓN POR  
LÍNEAS DE POTENCIA (PLC)**

**JONATHAN ANDRÉS DELGADO SALAMANCA  
PAULO CÉSAR LIBREROS FAJARDO**

**Proyecto de Grado para optar el título de  
Ingeniero en Electrónica y Telecomunicaciones**

**DIRECTOR  
CÉSAR MARINO ROJAS E.  
Ingeniero Electrónico, M. I.**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE ELECTRONICA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES  
SANTIAGO DE CALI  
2014**

**Nota de aceptación:**

**Aprobado por el Comité de Grado en cumplimiento de los requisitos exigidos por la Universidad Autónoma de Occidente para optar al título de Ingeniero Electrónico y Telecomunicaciones**

**JOHNNY POSADA CONTRERAS**  
Jurado

**PAUL ANDRÉS MANRIQUE CASTILLO**  
Jurado

**Santiago de Cali, Septiembre del 2014**

## **CONTENIDO**

	<b>Pág.</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>12</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>13</b>
<b>1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA</b>	<b>15</b>
<b>1.1. SOLUCIÓN PROPUESTA PARA EL PROBLEMA</b>	<b>15</b>
<b>1.1.1 Transformador de Distribución.</b>	<b>16</b>
<b>1.1.2 Medidor Monofásico Digital con comunicación PLC.</b>	<b>17</b>
<b>1.1.3 Maestro de la red PLC.</b>	<b>17</b>
<b>1.1.4 Centro de Control de la Información.</b>	<b>17</b>
<b>1.1.5 Bus de Comunicación PLC.</b>	<b>18</b>
<b>2. JUSTIFICACIÓN</b>	<b>19</b>
<b>3. OBJETIVOS</b>	<b>20</b>
<b>3.1 OBJETIVO GENERAL</b>	<b>20</b>
<b>3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS</b>	<b>20</b>
<b>4. MARCO TEÓRICO</b>	<b>22</b>
<b>4.1 ANTECEDENTES DE PROYECTOS AFINES DESARROLLADOS</b>	<b>22</b>
<b>4.1.1 Medición y detección de pérdidas de energía eléctrica (SIM-IV).</b>	<b>22</b>
<b>4.1.2 Contadores multifunción de energía eléctrica (CIRWATT).</b>	<b>22</b>
<b>4.1.3 Sistema Anti Robo de Energía (SARE).</b>	<b>24</b>
<b>4.1.4 Detector de derivaciones de líneas eléctricas.</b>	<b>25</b>
<b>4.1.5 Sistema de la Compañía Electricidad de Valencia.</b>	<b>26</b>

4.2	USUARIOS RESIDENCIALES	27
4.3	MEDICIÓN DE LA POTENCIA DE SISTEMAS MONOFÁSICOS	28
4.4	MEDICIÓN DE LA POTENCIA DE SISTEMAS TRIFÁSICOS	32
4.4.1	Servicio en configuración estrella de 4 hilos.	32
4.5	SENSORES DE TENSIÓN	34
4.5.1	Transformador Reductor.	34
4.5.2	Red de Atenuación Resistiva.	35
4.6	SENSORES DE CORRIENTE	37
4.6.1	Shunt de corriente de baja resistencia.	37
4.6.2	Transformador de corriente.	39
4.6.3	Sensor de efecto Hall.	39
4.6.4	Bobina Rogowski.	41
4.6.5	Selección del sensor de corriente.	44
4.7	TECNOLOGÍA PSoC® (Programmable System-on-Chip)	45
4.8	COMUNICACIÓN POR LÍNEAS DE POTENCIA (PLC)	47
4.8.1	Powerline Transceiver (PLT).	48
4.8.1.1	Descripción detallada del módulo PLT.	50
4.9	CONVERSOR SERIAL A ETHERNET WIZ110SR	56
5.	DESCRIPCION POR BLOQUES DE LA SOLUCION PROPUESTA	60
5.1	MAESTRO DE LA RED PLC	60
5.1.1	Medidor Trifásico De Potencia.	61
5.1.2	Circuito Integrado ADE7754.	61
5.1.2.1	Calibración del ADE7754.	62
5.1.3	Esquemático De La Tarjeta Del Medidor Trifásico ADE7754.	66

5.1.4 Configuración del módulo conversor rs-232 a Ethernet WIZ110SR.	66
5.1.4.1 CHIP PSOC CY8CPLC20.	68
5.1.5 Configuración comunicación SPI.	71
5.2 MEDIDOR MONOFASICO DIGITAL DE POTENCIA CON COMUNICACIÓN PLC	72
5.2.1 Medidor monofásico de potencia	73
5.2.1.1 Calibración del ADE7763.	74
5.2.1.2 Esquemático de la tarjeta.	76
5.2.1.3 Requerimientos Del Firmware Para Medidor Monofásico.	77
5.2.2 Topología de la red PLC.	78
5.2.3 Centro de control de la información.	79
5.2.3.1 Requerimientos del firmware del recolector de datos del servidor.	80
5.2.3.2 Sistema de codificación de los usuarios.	81
6. RESULTADOS	83
6.1 PRUEBAS DE EXACTITUD Y PRESICION DE LOS DISPOSITIVOS DISEÑADOS	83
6.1.1 Test De Sub-Medición Para Sistema Monofásico.	84
6.1.2 Test De Sub-Medición Para Sistema Trifásico.	87
6.2 PRUEBA DETECCION DE ROBOS CON EL SISTEMA COMPLETO	89
6.2.1 Test del sistema sin simulación de conexión ilícita.	90
6.2.2 Test del sistema con simulación de conexión ilícita.	91
7. CONCLUSIONES	94
8. OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES	95
ANEXOS	99

## LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1. Comparación de tecnologías para sensado de corriente.	43
Cuadro 2. Comparación entre referencias PSoC preseleccionadas.	47
Cuadro 3. Promedio de mediciones Monofásicas con respecto al patrón.	85
Cuadro 4. Cálculo de incertidumbres Tipo A y B para medidor Monofásico.	86
Cuadro 5. Promedio de mediciones Trifafásicas con respecto al patrón.	88
Cuadro 6. Cálculo de incertidumbres Tipo A y B para medidor Trifásico.	88
Cuadro 7. Datos sensados sin simulación de conexión ilícita.	90
Cuadro 8. Datos sensados con simulación de conexión ilícita.	91
Cuadro 9. Prueba 1 medidor monofásico vs PQA824.	99
Cuadro 10. Prueba 2 medidor monofásico vs PQA824.	99
Cuadro 11. Prueba 3 medidor monofásico vs PQA824.	100
Cuadro 12. Prueba 4 medidor monofásico vs PQA824.	100
Cuadro 13. Prueba 1 medidor trifásico vs PQA824.	101
Cuadro 14. Prueba 2 medidor trifásico vs PQA824.	101
Cuadro 15. Prueba 3 medidor trifásico vs PQA824.	102
Cuadro 16. Prueba 4 medidor trifásico vs PQA824.	102

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama de bloques de la solución propuesta.	16
Figura 2. Ilustración del cálculo de la potencia activa	30
Figura 3. Diagrama de bloques del medidor digital de Potencia eléctrica.	31
Figura 4. Servicio trifásico en estrella con 4 hilos.	32
Figura 5. Configuración estrella de 4 hilos con tres sensores de tensión.	33
Figura 6. Configuración estrella de 4 hilos con dos sensores de tensión.	33
Figura 7. Red de atenuación resistiva.	35
Figura 8. Modelo simple de Shunt con inductancia parásita.	38
Figura 9. Resistencia Shunt sin cuerpo protector.	38
Figura 10. Sensor Hall y núcleo de toroide	40
Figura 11. Sensor de efecto Hall con salida lineal.	40
Figura 12. Bobina Rogowsky con su circuito acondicionador.	42
Figura 13. Esquema de conexión del sensor de corriente CS2106	45
Figura 14. Arquitectura interna de un PSoC.	46
Figura 15. Diagrama de bloques de CYPRESS para comunicación PLC	50
Figura 16. Diagrama de bloques del modem FSK	51
Figura 17. Estructura del Paquete PLC de CYPRESS	54
Figura 18. Encabezado del paquete PLC	55
Figura 19. Diagrama de bloques interno del WIZ110SR	57
Figura 20. Funcionamiento en modo servidor del WIZ110SR	58



<b>Figura 21. Funcionamiento en modo cliente del WIZ110SR</b>	<b>58</b>
<b>Figura 22. Descripción detallada del maestro de la red PLC</b>	<b>60</b>
<b>Figura 23. Esquemático sensado de tensión</b>	<b>61</b>
<b>Figura 24. Esquemático del medidor trifásico.</b>	<b>66</b>
<b>Figura 25. Configuración de parámetros para Ethernet</b>	<b>67</b>
<b>Figura 26. Configuración de parámetros para RS-232</b>	<b>68</b>
<b>Figura 27. Bloques digitales del PSoC CY8CPLC20 para la UART</b>	<b>69</b>
<b>Figura 28. Diagrama de flujo del PSoC del medidor trifásico</b>	<b>70</b>
<b>Figura 29. Diagrama de tiempos para comunicación SPI</b>	<b>72</b>
<b>Figura 30. Diagrama de bloques del Medidor Monofásico de Potencia</b>	<b>73</b>
<b>Figura 31. Proceso de Calibración del ADE7763.</b>	<b>74</b>
<b>Figura 32. Esquemático del medidor monofásico</b>	<b>77</b>
<b>Figura 33. Diagrama de flujo del firmware para medidor monofásico.</b>	<b>78</b>
<b>Figura 34. Topología de red de los medidores de potencia</b>	<b>79</b>
<b>Figura 35. Descripción detallada del centro de control</b>	<b>80</b>
<b>Figura 36. Diagrama de Flujo del Sistema de Adquisición de Datos</b>	<b>81</b>
<b>Figura 37. Codificación de sectores, transformadores y medidores.</b>	<b>82</b>
<b>Figura 38. Diagrama de conexión del circuito de prueba.</b>	<b>84</b>
<b>Figura 39. Datos tomados para el medidor monofásico con límites de error e incertidumbre expandida incorporados.</b>	<b>87</b>
<b>Figura 40. Datos tomados para el medidor trifásico con límites de error e incertidumbre expandida incorporados.</b>	<b>89</b>
<b>Figura 41. Montaje final del sistema de detección de robos de energía.</b>	<b>90</b>
<b>Figura 42. Informe de estado de consumo de usuario registrado.</b>	<b>92</b>
<b>Figura 43. Informe consumo de potencia en transformadores de la zona.</b>	<b>93</b>



## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
<b>Anexo A. Pruebas de exactitud monofásica</b>	<b>99</b>
<b>Anexo B. Pruebas de exactitud trifásica</b>	<b>101</b>

## **RESUMEN**

En el presente trabajo se muestra una propuesta de solución a una gran problemática para las compañías de electricidad en general, la cual es la detección de las conexiones ilícitas a los transformadores de distribución que afectan la medición del consumo energético de los usuarios conectados lícitamente, logrando disminuir el número de hurtos de energía que generan pérdidas de dinero y representan un peligro en la seguridad de las personas que manipulan las conexiones.

A partir del diseño lógico y el procesamiento de señales, además de la implementación de electrónica de potencia, se realizó un sistema que sectoriza y mide el consumo energético de los usuarios residenciales conectados lícitamente a un transformador de distribución, utilizando circuitos de señal mixta PSoC y comunicación por líneas de potencia (PLC), obteniendo así sistema de medida confiable para detectar la manipulación ilegal de las líneas de energía eléctrica.

**Palabras Clave:** Consumo eléctrico, Internet de las cosas, Medidores AMR, Power Line Communication (PLC), Smart grid, Robo de Energía.

## INTRODUCCIÓN

Las múltiples compañías de electricidad que existen en el mundo, sufren en mayor o menor grado de pérdidas de energía eléctrica, donde la gran mayoría se debe a apropiaciones indebidas tales como tomas clandestinas y alteración del funcionamiento de los medidores, entre otras.

Según el artículo 14.25 de la ley 142 de 1994 del congreso de Colombia, el servicio público domiciliario de energía eléctrica se define como el transporte de energía desde redes regionales de transmisión hasta el domicilio del usuario final, incluida la conexión y medición<sup>1</sup>. Por lo tanto, son los consumidores quienes pagan a las compañías de electricidad por la energía que consumen, la cual se mide por medio de un contador en kilovatios por hora (KWH)<sup>2</sup>. Infortunadamente, el robo de energía o la “defraudación de fluidos”, como se conoce técnicamente, es un problema inminente que en Colombia, alcanza pérdidas entre 130 y 150 mil millones de pesos, según la Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones (Andesco)<sup>3</sup>.

El hurto de energía, además de generar pérdidas de dinero, representa un peligro a la seguridad, debido a la manipulación indebida de contadores y líneas de tensión. A pesar de que se han implementado campañas para que la comunidad consciente denuncie este ilícito, no se ha logrado la reducción de las pérdidas generadas por este problema. Las cifras van en aumento, y gran parte se debe también a que las empresas prestadoras del servicio no cuentan con herramientas efectivas de prevención y detección.

Aunque existen diversos métodos para la medición del consumo eléctrico, tales como, medidores electrónicos multifunción, equipos de detección de cambios de impedancia, análisis estadístico de gasto, sistemas de lectura automática, se hace necesario implementar una estrategia que permita medir y totalizar la energía

---

<sup>1</sup> CONGRESO DE COLOMBIA 1994. Leyes desde 1992 - Vigencia expresa y control de constitucionalidad [LEY\_0142\_1994]. *Colombia (Bogotá D.C)* [en línea]. [Consulta: 24 August 2014]. Disponible en: [http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_0142\\_1994.htm](http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0142_1994.htm).

<sup>2</sup> SUPERSERVICIOS 2013. Guía de usuario serie participación ciudadana y control social a servicios públicos Participación Publicaciones Superintendencia de Servicios Públicos. *Colombia (Bogotá D.C)* [en línea]. [Consulta: 24 August 2014]. Disponible en: <http://www.superservicios.gov.co/content/download/3503/36730/version/1/file/%282013%29+GUIA+DE+USUARIO+SERIE+PARTICIPACIO%CC%81N+CIUDADANA+Y+CONTROL+SOCIAL+A+SERVICIOS+PU%CC%81BLICOS.pdf>.

<sup>3</sup> NARANJO, F. 2011. Pérdidas por robo de energía ascienden a 130.000 millones | Portafolio.co. *Colombia (Bogotá D.C)* [en línea]. pp. 1. [Consulta: 24 August 2014]. Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/perdidas-robo-energia-ascienden-130000-millones>.

consumida por los usuarios autorizados conectados a un transformador de distribución y contrastarla con la potencia entregada por él, a fin de detectar anomalías representativas del uso indebido de este servicio público. Con este propósito se plantea el presente proyecto para diseñar un sistema de medición de consumo de energía eléctrica, utilizando circuitos de señal mixta PSoC y la comunicación de datos por líneas de potencia eléctrica.

## 1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Las compañías de energía no tienen la forma de detectar las conexiones fraudulentas o no autorizadas, ni sectorizar las pérdidas de energía, que pueden llegar a ser del orden del 15 %<sup>4</sup> del total de consumo esperado.

Si un usuario se conecta fraudulentamente a la red, no habría forma de identificarlo ni de cuantificar su consumo, lo cual se constituye en pérdidas que la empresa de servicios debe asumir y que a la postre le va a generar detrimento patrimonial por:

- Reducción de ingresos por consumos no facturados.
- Aumento de gastos por compra y transporte de energía.
- Reducción de la capacidad instalada disponible.
- Reducción de la vida útil de los equipos.

Si se logra sectorizar el consumo de los usuarios conectados a un transformador de distribución (150 en promedio<sup>5</sup>) se haría más fácil la tarea de detectar los usuarios y por ende los consumos, no autorizados. Por esto se hace necesaria la búsqueda de alternativas que permitan, con una baja inversión de capital, una reducción total o parcial de la energía consumida de manera ilícita.

### 1.1. SOLUCIÓN PROPUESTA PARA EL PROBLEMA

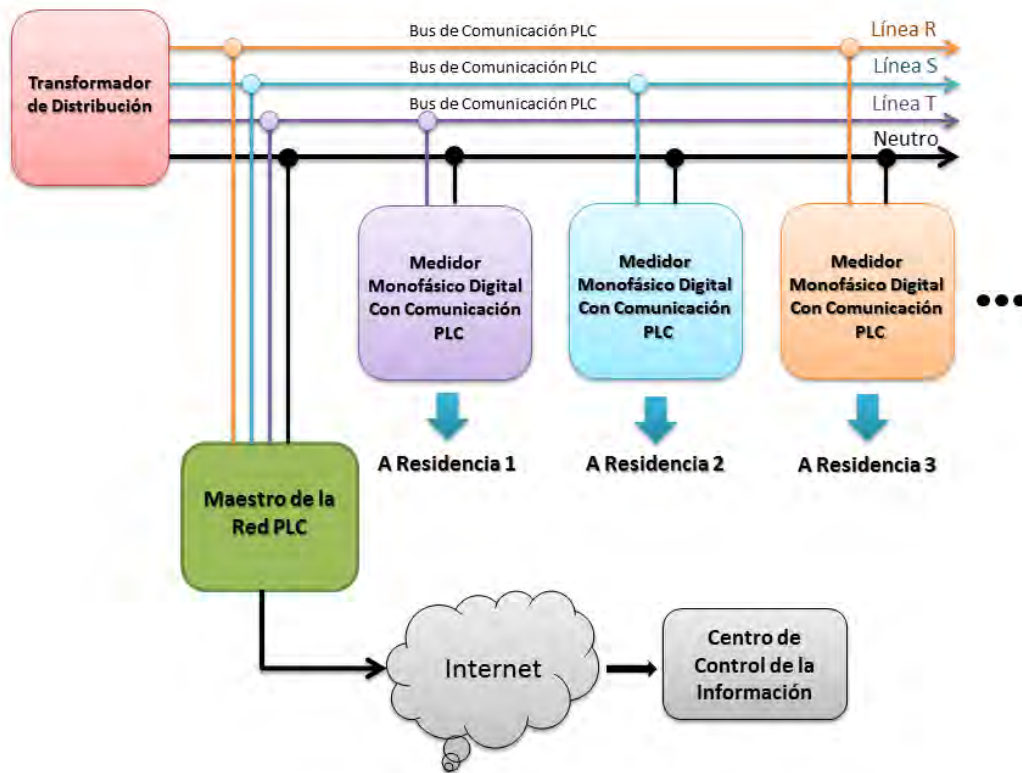
La solución propuesta para la sectorización y medición del consumo energético de los usuarios residenciales conectados lícitamente a un transformador de distribución, utilizando circuitos de señal mixta PSoC y comunicación por líneas de potencia (PLC) se encuentra representado en el diagrama de bloques de la Figura 1.

---

<sup>4</sup> EMCALI 2009. Proyecto Emcali. Informe Diagnóstico EMCALI E.I.C.E. E.S.P. *Colombia (Santiago de Cali)* [en línea]. S.l.: [Consulta: 5 September 2014]. Disponible en: [file:///C:/Users/pc/Downloads/INFORME\\_EMCALI.pdf](file:///C:/Users/pc/Downloads/INFORME_EMCALI.pdf).

<sup>5</sup> CODENSA S.A 2010. CARGA MÁXIMA PARA EL SECTOR RESIDENCIAL. *Colombia (Bogotá D.C)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: [http://empresas.micodensa.com/BancoMedios/Documentos PDF/cargas\\_maximas.pdf](http://empresas.micodensa.com/BancoMedios/Documentos PDF/cargas_maximas.pdf).

**Figura 1. Diagrama de bloques de la solución propuesta.**



La formulación de esta alternativa de solución está basada en un diseño Top-Down. Cuenta con 3 bloques funcionales y dos elementos propios del sistema de distribución eléctrica que en conjunto brindan una plataforma para el monitoreo del sistema eléctrico y entrega información acerca del consumo energético residencial. Los elementos que conforman esta alternativa de solución son:

**1.1.1 Transformador de Distribución.** Este elemento propio del sistema de distribución eléctrica se encarga de disminuir la tensión de la red de distribución primaria y brindar la potencia a los usuarios conectados a él. Entre sus principales características se encuentran:

- Brindan potencias iguales o menores a 500kVA y tensiones menores a 67000V.
- Son de aplicación general en sistemas que requieran suministro intensivo de potencia.
- Se fabrican para frecuencias de 50Hz y 60Hz.



**1.1.2 Medidor Monofásico Digital con comunicación PLC.** Este dispositivo se ubica en la acometida del usuario residencial para obtener el valor de la potencia activa consumida por el mismo en un intervalo de tiempo definido. También es el encargado de:

- Sensar el voltaje y la corriente rms de la red.
- Enviar tramas PLC en la que se encuentran el valor de potencia registrado y el código que lo identifica dentro del sistema de sectorización, cada que el maestro del red PLC haga la solicitud.

**1.1.3 Maestro de la red PLC.** Es el encargado de enlazar el centro de control de la información (CCI) con los medidores monofásicos digitales (MMD). Las funciones que desempeña son:

- Monitorear la potencia entregada por el transformador de distribución.
- Envía un mensaje multicast cada que el CCI lo solicite, para que los MMD entreguen los valores sensados de la potencia instantánea consumida por cada usuario residencial.
- Recopilar toda la información del consumo monofásico del sector asociado al transformador.
- Envía vía Ethernet al CCI la información del consumo trifásico y monofásico de la zona.

**1.1.4 Centro de Control de la Información.** En él se concentra toda la información recopilada por la red de sensores, a la cual se puede acceder a través de una aplicación WEB dispuesta para este fin. Sus tareas son:

- Envía solicitudes de recolección de datos en intervalos de tiempo definidos al maestro de la red PLC.
- Organizar la información en una base de datos.
- Presentar los datos en el portal WEB para que tanto los administradores de la red, como los usuarios puedan consultar su historial de consumo haciendo uso de una cuenta de acceso.

**1.1.5 Bus de Comunicación PLC.** Es el cableado de la red de distribución secundaria compuesto por las líneas R, S, T, Neutro y las acometidas que llegan a cada residencia. Este elemento propio de la red eléctrica se encarga de:

- Brindar una conexión física entre la fuente de potencia y los consumidores.
- Servir de canal de comunicación entre el maestro de la red PLC y los MMD.
- Entregar la energía necesaria para que el sistema de monitoreo funcione correctamente.

## 2. JUSTIFICACIÓN

Se han puesto en marcha diversos proyectos que involucran brigadas móviles para la inspección de la red eléctrica y sistemas pre-pagados que pretenden un control de consumo energético más eficiente tanto en las zonas urbanas como en las rurales, pero las dificultades logísticas y comerciales que estas alternativas han presentado, no ha permitido que haya reducción en el consumo ilegal.

La implementación del proyecto, permitiría:

- Detectar usuarios sin medidores o con tomas clandestinas.
- Descubrir intervención a medidores de las compañías de electricidad.
- Determinar alteraciones sobre el funcionamiento de los medidores.
- Desarrollar una investigación aplicada, aprovechando las tecnologías hoy disponibles como, los circuitos de señal mixta (PSoC), lectura automática de medidores (AMR).
- Suplir una necesidad actual y prioritaria de las compañías de energía.
- Prevenir daños de los dispositivos de la red por sobrecarga, al no permitir el exceso de usuarios conectados.
- Disminuir las pérdidas que perciben las empresas prestadoras del servicio de electricidad por conexiones fraudulentas o prácticas ilícitas.
- Obtener información valiosa sobre el consumo por sectores de la población que hace uso del recurso energético, para fines estadísticos de oferta y demanda.

### 3. OBJETIVOS

#### 3.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar un sistema para la sectorización y medición del consumo energético de los usuarios residenciales conectados lícitamente a un transformador de distribución, utilizando circuitos de señal mixta PSoC y comunicación por líneas de potencia (PLC).

#### 3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Diseñar un medidor electrónico de energía activa clase 0,5, que cumpla con la norma NTC 2147<sup>6</sup>, para un nivel de tensión 1 (entre 120V y 240V), que proporcione datos tales como potencia activa consumida, tensión y corriente de la red eléctrica.
- Diseñar un sistema de codificación para 150 usuarios a través de números de circuito que contengan información acerca del transformador de distribución al cual se encuentran conectados y su identificación.
- Evaluar y seleccionar una alternativa de solución para la implementación de un centro de control electrónico que permita el almacenamiento, organización y consulta de la información, para la toma de datos relacionadas con las mediciones enviadas a través de las líneas de potencia por los contadores conectados al transformador de distribución.
- Implementar un sistema de comunicación para los módulos de medición con el centro de almacenamiento, bajo la norma de la CENELEC EN50065-1<sup>7</sup> que rige las comunicaciones por líneas de potencia Power Line Communication (PLC).

---

<sup>6</sup> ICONTEC, N.T.C. 2003. NTC 2147 - EQUIPOS DE MEDICION DE ENERGIA ELECTRICA -C.A.-. REQUISITOS PARTICULARES. MEDIDORES ESTATICOS DE ENERGIA ACTIVA -CLASES 0,2 S Y 0,5S-. Colombia (Bogotá D.C) [en línea]. 2003. pp. 15. [Consulta: 24 August 2014]. Disponible en: <http://tienda.icontec.org/index.php/materiales/ntc-2147-equipos-de-medicion-de-energia-electrica-c-a-requisitos-particulares-medidores-estaticos-de-energia-activa-clases-0-2-s-y-0-5s.html>.

<sup>7</sup> CENELEC 2002. CENELEC EN 50065-1: Signalling on low-voltage electrical installations in the frequency range 3 kHz to 148,5 kHz - Part 1: General requirements, frequency bands and electromagnetic disturbances. Francia (Paris) [en línea]. [Consulta: 24 August 2014]. Disponible en: <http://engineers.ihs.com/document/abstract/AQFJTAAAAAAAAAAAAA>.

- Diseñar un medidor electrónico de energía activa trifásico clase 0,5, que cumpla con la norma NTC 2147<sup>8</sup>, para un nivel de tensión 2, que proporcione el valor de la potencia activa entregada por el transformador de distribución.
- Seleccionar el dispositivo integrado PSoC que implemente el protocolo CENELEC EN50065-1 para comunicación PLC más acorde con el proyecto.

---

<sup>8</sup> NTC 2147 - EQUIPOS DE MEDICION DE ENERGIA ELECTRICA -C.A.-. REQUISITOS PARTICULARES. MEDIDORES ESTATICOS DE ENERGIA ACTIVA -CLASES 0,2 S Y 0,5S-.Op. Cit. Disponible en: <http://tienda.icontec.org/index.php/materiales/ntc-2147-equipos-de-medicion-de-energia-electrica-c-a-requisitos-particulares-medidores-estaticos-de-energia-activa-clases-0-2-s-y-0-5s.html>

## 4. MARCO TEÓRICO

### 4.1 ANTECEDENTES DE PROYECTOS AFINES DESARROLLADOS

**4.1.1 Medición y detección de pérdidas de energía eléctrica (SIM-IV)<sup>9</sup>.** El sistema de medición y detección de pérdidas de energía eléctrica SIM-IV, es un sistema orientado a la medición de consumos y la detección de robos de energía eléctrica ocasionados por tomas clandestinas e intervenciones no permitidas de los medidores de energía. Puesto que se trata de un sistema del tipo no invasivo, no interfiere con el funcionamiento normal de los circuitos eléctricos.

El SIM-IV está conformado por tres equipos electrónicos, que son: Detector de robos de energía eléctrica (RIC-123), Concentrador de mediciones (CM-2000) y Registrador de variables eléctricas (RVE-23). También posee un paquete de software para la lectura universal de datos de medición.

Este dispositivo presenta una solución viable al problema planteado en este proyecto, sin embargo utilizan dentro de su diseño, una arquitectura que requiere comunicación vía radio para reportar los datos adquiridos durante la medición hacia un dispositivo de mano que hace las veces de concentrador de información. Esto implica hardware adicional, además de interfaces de comunicación adicionales tales como la línea telefónica pública y telefonía celular, que pueden ser reemplazadas por PLC (Comunicación por Líneas de Potencia).

Otro inconveniente que se puede apreciar en este dispositivo, es que toda su electrónica se encuentra instalada dentro del medidor de energía de la compañía de electricidad. Esto no es muy recomendable ya que la manipulación del mismo, dentro del marco de este proyecto no es permitido.

**4.1.2 Contadores multifunción de energía eléctrica (CIRWATT).** Son contadores del consumo de energía eléctrica de un circuito o un servicio eléctrico. En el mercado podemos encontrar contadores electromecánicos y electrónicos. Los primeros utilizan bobinados de corriente y de tensión parásitas en un disco,

---

<sup>9</sup> VIDRIO, G. 2004. Sistema de Medición y Detección de Pérdidas de Energía Eléctrica (SIM-IV). Mexico (D.F) [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: <http://www.iie.org.mx/boletin032004/art.pdf>

influenciados por campos magnéticos que producen un giro que mueve las agujas de la carátula. Los segundos utilizan un mecanismo digital para hacer el conteo. Las ventajas de estos medidores son múltiples y se describen a continuación:

- Telegestión a través de distintos canales, como por ejemplo mediante el puerto RS-232, el RS-485, PLC, etc.
- La lectura se puede hacer de manera local (Lector Óptico), centralizada o remota.
- No posee piezas móviles, por tanto no existe desgaste.
- Dispone de una memoria interna (curva de carga + tarifas + eventos).
- Salidas programables: Impulsos de energía, Pulso del taxímetro, Tarifa activa, Alarma máxima demanda, Alarmas configurables (U, I, P, etc.)
- Menor deriva del error a lo largo de la vida útil del contador.
- Carga remota de la versión de trabajo (firmware) del contador. Actualización.
- Optimización de costes.
- Mayor precisión en la lectura.
- Optimización del espacio de los armarios de contadores (contador + registrador + reloj + maxímetro) en un solo dispositivo.
- Medida de los parámetros eléctricos (Tensión, Corriente, Factor de potencia, Energía Activa, Energía Reactiva en los 4 cuadrantes,...).
- Detección de fraude o manipulación.
- Corte y reposición remota.
- Centralización de impulsos de otros contadores (agua, gas,...).
- Ajuste variable del peso del impulso.
- Integración en sistemas domóticos de gestión energética.
- Contratos, tarifas y temporadas configurables.

- Almacenamiento en memoria del histórico de eventos: Faltas de tensión, Conexión errónea de fases y Manipulación.
- Sencilla visualización en pantalla: Interfaz sencilla y de fácil lectura de los parámetros medidos por el contador, permite consultar al usuario el consumo parcial. Permite al usuario conocer y controlar su consumo, permite enviar mensajes de texto a los usuarios para diferentes avisos o alarmas a través de las salidas de alarma integradas en el contador y en el módem GSM/GPRS externo y simulación de facturación a través de software utilizando la memoria del contador<sup>10</sup>.

La implementación de un sistema para dar solución al problema que se presenta en este proyecto con productos CITWATT resulta demasiado costosa, el precio de los medidores oscila entre uno y dos millones de pesos, los concentradores que recolectan la información que originan los medidores alcanzan precios hasta de 9 millones por unidad. Esto no es favorable para las empresas prestadoras del servicio de energía, que tendrían que financiar en su totalidad el pago de estos dispositivos pues los usuarios no asumirían dicho gasto<sup>11</sup>.

**4.1.3 Sistema Anti Robo de Energía (SARE).** Es un dispositivo que resguarda las conexiones autorizadas dentro de una caja de distribución. La caja cuenta con un sistema de seguridad con doble candado que impide la apertura fraudulenta y de esta manera evita conexiones ilícitas. El beneficio que ofrece es la reducción de pérdidas no técnicas en el servicio de distribución. En México se está implementando este dispositivo, el cuál es una de las prioridades del proveedor de servicio CFE (Comisión Federal de Electricidad).

Las conexiones se realizan en la parte posterior de la pieza donde se harán las derivaciones de la red secundaria, fabricado de HDPE (por sus siglas en inglés, High Density Polyethylene o lo relativo en español PEAD, Polietileno de Alta Densidad) resistente a rayos UV y condiciones a intemperie severas<sup>12</sup>.

<sup>10</sup> CIRCUTOR S.A 2012. Q.1 Contadores Multifunción de Energía Eléctrica. *España (Barcelona)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: [http://circutor.es/docs/CA\\_Q1\\_SP.pdf](http://circutor.es/docs/CA_Q1_SP.pdf).

<sup>11</sup> CIRCUTOR S.A 2013. Circutor catalogo y tarifa 2013. *España (Barcelona)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: <http://issuu.com/popvideo/docs/circutor-2013>.

<sup>12</sup> 3M 2012. SARE. Sistema Anti Robo de Energía. *Estados Unidos (Minnesota)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: <http://www.mayecen.com/catalogos/3M/HTML/files/assets/basic-html/page39.html>.



Este sistema monofásico constituido por dos barras de 12 servicios cada una y con una capacidad de 24 servicios, tiene la capacidad de ser instalado de manera directa en el poste y con una extensión incluida al transformador lo que representa una sofisticación para poder regular y detectar el robo de energía eléctrica. Este equipo tiene un costo superior a los tres mil pesos mexicanos<sup>13</sup>.

La desventaja de este sistema es que no proporciona ningún tipo de ayuda para la detección de manipulación de los medidores de energía, otro factor que incide de forma notoria en las pérdidas no técnicas en el servicio de distribución. Por ende la necesidad de un sistema adicional para dar solución a este problema se hace evidente.

**4.1.4 Detector de derivaciones de líneas eléctricas<sup>14</sup>.** El equipo detector de líneas y derivaciones, ha sido la herramienta más eficaz utilizada para la búsqueda de conexiones no autorizadas a las redes de baja tensión, las cuales no pueden ser identificadas a simple vista, dado que son conexiones hechas a nivel del conductor principal de distribución, en los ductos de las bancadas de distribución, o simplemente hechas en la pared, provenientes de los conductores de entrada del equipo de registro de energía, siendo las más difíciles de detectar, dado que, sólo una simple prueba al momento de la inspección, cuando la toma ilegal no tiene carga, dificulta su detección.

El detector de líneas y derivaciones es un equipo portátil desarrollado comercialmente para ubicar tuberías metálicas (por ejemplo de agua, gas, tv por cable), válvulas en tuberías, cables de servicio eléctrico y sus derivaciones.

Su principio de operación se basa en la inyección directa a la tubería o la línea eléctrica, o inducción a través de una bobina tipo pinza, de una señal de muy baja potencia, de frecuencia alterna bien determinada. Esta frecuencia es diferente a la frecuencia normal en que opera el sistema que se desea inspeccionar, como puede ser el caso de un conductor eléctrico que opera a una frecuencia de 50Hz o 60Hz.

---

<sup>13</sup> JIMÉNEZ, M. 2012. Coloca CFE equipo para evitar robo de energía. *México (Cunduacán)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: <http://www.diariopresente.com.mx/section/municipios/64622/coloca-cfe-equipo-evitar-robo-energia/>.

<sup>14</sup> ACEVEDO, J. and SÁNCHEZ, E. 2006. Pérdidas no técnicas: Uso del equipo detector de derivaciones para la identificación de tomas ilegales en acometidas. *Venezuela (Caracas)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: <http://www.afinidadelectrica.com/articulo.php?IdArticulo=71>.

El sistema de detección está conformado por dos equipos principales, un transmisor y un receptor. La forma en que el transmisor introduce la señal dependerá de si el conductor está energizado o no, si tiene la posibilidad de realizar un lazo o bucle al empalmar los extremos, o si simplemente no se tiene acceso al conductor que se desea localizar.

Dependiendo de lo anterior, el transmisor podrá inyectar la señal en una de tres maneras: conductivo, por acoplamiento inductivo, o por inducción. El equipo transmisor utilizado en particular tiene la capacidad de inyectar una señal alterna de 9,82kHz, de 82kHz, o ambas al mismo tiempo, con tres niveles de potencia. En la tabla I se muestran los valores de potencia y frecuencia de la señal emitida por el transmisor, según el modo de operación que se elija.

En el modo de conductivo, el transmisor se conecta de manera directa al conductor, sin embargo, el mismo debe estar completamente des-energizado y descargado. En este modo de operación, el transmisor ofrece la posibilidad de conectar dos terminales, uno al conductor que se desea rastrear, y el otro puesto a tierra a través de una varilla, o al conductor de retorno de la corriente.

**4.1.5 Sistema de la Compañía Electricidad de Valencia<sup>15</sup>.** El sistema de detección, control y monitoreo de las pérdidas no técnicas a través de medidores totalizadores en la Compañía Electricidad de Valencia, es un sistema que monitorea la energía total asociada a los puntos de transformación de la red de distribución que tengan dos o más clientes conectados, para determinar el balance energético de la energía total que suministra el banco de transformación y realizar la comparación con la suma total de los consumos registrados en los medidores de los clientes asociados, identificando así las pérdidas no técnicas que resulten del análisis efectuado.

La instalación de medidores totalizadores en los puntos de transformación, permitió a la compañía Electricidad de Valencia obtener un sistema de reducción de pérdidas negras que detecta fraudes, anomalías e irregularidades en los puntos de entrega de los usuarios, de manera efectiva y con uso eficiente de los recursos

---

<sup>15</sup> GÁMEZ, J., ORIA, R. and FIGUEROA, L. 2005. Detección, Control y Monitoreo de las Pérdidas No Técnicas a través de Medidores Totalizadores en C.A. Electricidad de Valencia. *Brasil (Alagoas)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: [http://sg.cier.org.uy/Publicaciones/Revista.nsf/0a293b20eacdf8a903257133003ea67d/3f3bd75053e26571032573720050d5ea/\\$FILE/06\\_DeteccionControl.pdf](http://sg.cier.org.uy/Publicaciones/Revista.nsf/0a293b20eacdf8a903257133003ea67d/3f3bd75053e26571032573720050d5ea/$FILE/06_DeteccionControl.pdf).

Se apoya en el balance energético de cada grupo de transformadores (energía despachada contra la energía registrada en de cada uno de los medidores conectados al transformador), soportado por un software que analiza el balance de energía total de todos los puntos de transformación de la empresa, generando un registro que lista los circuitos con mayor índice de pérdidas en cada sector de la ciudad, el cual se examina mensualmente.

El proyecto se inició en enero de 2004 y, en mayo de 2005, Electricidad de Valencia ya ha instalado 2.880 totalizadores, logrando mantener bajo el control de pérdidas al 70% de sus clientes (84.000 usuarios). Con estas herramientas la empresa redujo su indicador de PNT en 5,17 puntos porcentuales durante el período 2004 (25% en Dic. 2003 a 19% en Dic.2004).

La implementación de este proyecto redujo las pérdidas totales de la empresa en 5,17 puntos porcentuales en el lapso de un año.

## **4.2 USUARIOS RESIDENCIALES**

De acuerdo con la Resolución No. 108 del Julio 03 de 1997 de la comisión de regulación de energía y gas, un usuario es: "Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde este se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se denomina también consumidor"<sup>16</sup>. Teniendo en cuenta esto, un usuario residencial se define como aquel que utiliza un servicio público para el cubrimiento de las necesidades relacionadas con la vivienda o áreas comunes de los conjuntos habitacionales con un consumo menor o igual a 3KW. Para algunos casos especiales del servicio de energía eléctrica, como son los pequeños establecimientos comerciales o industriales, si su carga instalada sea igual o inferior a tres (3) kilovatios, o está siendo usado más del 50% de su extensión, para fines residenciales, entra también en esta calificación.

Según la unidad de planeación minero energética (UPME), el sector residencial para el año 2006, consumió alrededor del 40% de la energía generada en el país,

---

<sup>16</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS 1997. Resolución No. 108. *Colombia (Bogotá D.C)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1997-CR108-97>.

de esta cifra, en promedio, cada persona gastó entre 20 y 130KW/h al mes<sup>17</sup>, lo que hace de los hogares uno de los principales focos de consumo.

#### **4.3 MEDICIÓN DE LA POTENCIA DE SISTEMAS MONOFÁSICOS<sup>18</sup>**

En sistemas de corriente alterna no siempre toda la potencia consumida es utilizada para generar trabajo, por ende son conocidas tres tipos de potencia, que son la potencia activa, la potencia reactiva y la potencia aparente.

La potencia activa representa la cantidad de potencia que realmente se convierte en trabajo, por eso su unidad de medición es el Watt. Mientras que la potencia reactiva simboliza la cantidad de potencia que se utiliza para proveer campos magnéticos que a veces resultan necesarios para que componentes eléctricos funcionen como los motores (cargas altamente inductivas), la unidad de medición de este tipo de potencia es el VAR(voltio-amperio reactivo). Finalmente la potencia aparente sería la suma vectorial de las dos anteriores y su unidad de medición es el voltio-amperio (VA).

Cualquier tipo de cálculo matemático tradicional de potencias en circuitos de corriente alterna, requiere conocer el factor de potencia, que no es más que el coseno del ángulo de desfase entre corriente y tensión, sin embargo en este documento no se hablará mucho de ello pues se utilizó un método que no requiere del mismo para estimar dichas variables, además por el hecho de ser la única que refleja en realidad la energía que se convierte en trabajo, solo se trabajará y se medirá la potencia activa.

La potencia eléctrica está definida como la tasa de energía que fluye desde una fuente hacia una carga, la cual está dada por el producto entre la tensión y la corriente que por ella pasan en un momento dado. A esta señal resultante se le conoce como potencia instantánea y es igual a la tasa de energía activa que fluye hacia la carga en cada instante de tiempo. La ecuación 1 muestra el modelo matemático que representa la potencia instantánea en un sistema de corriente alterna.

---

<sup>17</sup> MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA 2006. Caracterización energética sectores residencial, comercial y terciario. *Colombia (Bogotá D.C)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: [http://www.upme.gov.co/Upme12/2007/Upme13/Caracterizacion\\_energetica\\_sectores.pdf](http://www.upme.gov.co/Upme12/2007/Upme13/Caracterizacion_energetica_sectores.pdf).

<sup>18</sup> ANALOG DEVICES 2003. Polyphase Multifunction Energy Metering IC with Serial Port. *Estados Unidos (NORWOOD)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: [http://www.analog.com/static/imported-files/data\\_sheets/ADE7754.pdf](http://www.analog.com/static/imported-files/data_sheets/ADE7754.pdf).

$$p(t) = v(t) * i(t)$$

**Ecuación 1**

Si se reemplaza la tensión y la corriente por sus modelos matemáticos equivalentes se puede llegar a una expresión mucho más elaborada que la ecuación anterior.

$$v(t) = \sqrt{2}V\sin(\omega t)$$

**Ecuación 2**

$$i(t) = \sqrt{2}I\sin(\omega t)$$

**Ecuación 3**

Donde V e I son los valores picos respectivos de las señales de tensión y corriente en valor rms.

$$p(t) = VI - VI \cos(2\omega t)$$

**Ecuación 4**

Utilizando la potencia instantánea se puede calcular una potencia promedio haciendo una integral de n número de periodos (T) de la siguiente forma, siendo la potencia promedio (P) la potencia activa:

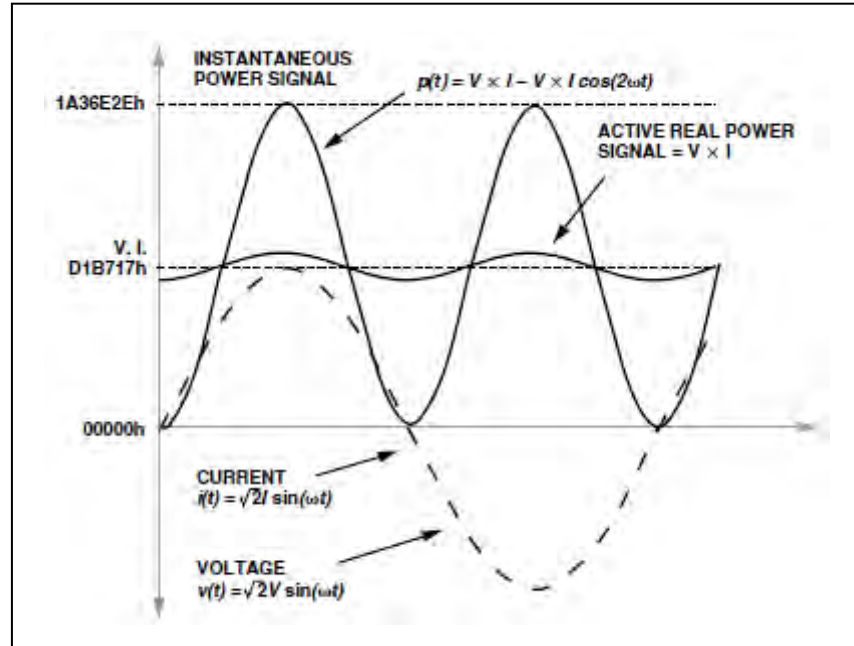
$$P = \frac{1}{nT} \int_0^{nT} p(t) dt = VI$$

**Ecuación 5**

Analizando las ecuaciones 4 y 5 se aprecia que la potencia activa es la componente DC de la potencia instantánea, así que si se multiplican las señales de tensión y corriente y a la señal resultante se la pasa por un filtro pasa bajas se podría obtener la potencia activa de un circuito monofásico (ver Figura 2).

En la actualidad existe todavía una mala comprensión de la diferencia entre unidades de Potencia (una tasa de consumo), y unidades de Energía (la magnitud total consumida).

**Figura 2. Ilustración del cálculo de la potencia activa**



**Fuente:** ANALOG DEVICES 2003. Polyphase Multifunction Energy Metering IC with Serial Port ADE7754. *Estados Unidos (NORWOOD)* [en línea]. Disponible en: [http://www.analog.com/static/imported-files/data\\_sheets/ADE7754.pdf](http://www.analog.com/static/imported-files/data_sheets/ADE7754.pdf). p. 17

Las unidades de potencia, multiplicadas por un periodo específico de tiempo tal como minutos u horas, producen unidades de energía o trabajo. En otras palabras una unidad de potencia actuando durante un periodo específico de tiempo produce una cantidad específica de energía o trabajo útil<sup>19</sup>.

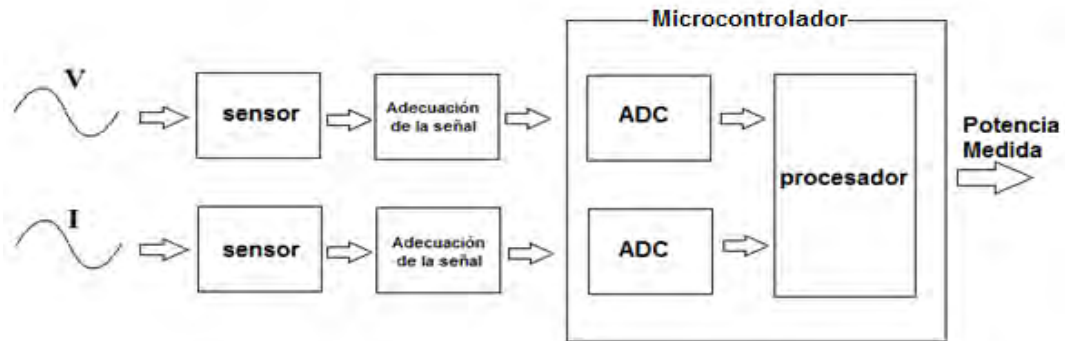
Para las compañías de electricidad, la facturación de la energía eléctrica consumida por los usuarios se contabiliza con la unidad de medida kilovatios-hora (KWh).

Generalmente todos los medidores de energía eléctrica digitales utilizan un microcontrolador, el cual procesa las señales recibidas de una etapa de acondicionamiento de señales.

<sup>19</sup> RAMOS, J. 2011. Capítulo 6. Mediciones para Administración de Energía. *Argentina (Buenos Aires)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: [http://www.oocities.org/tel\\_115/archivos/Capitulo\\_6.pdf](http://www.oocities.org/tel_115/archivos/Capitulo_6.pdf).

En el diagrama de bloques de la Figura 3, se esquematiza la etapa de adquisición de las señales de corriente y de tensión.

**Figura 3. Diagrama de bloques del medidor digital de Potencia eléctrica.**



La tensión de la línea por ser de 120 Vrms debe de ser atenuada por el sensor de tensión a una señal de 5 Vpp o menos si así lo requiere el microprocesador. Sin embargo los dispositivos PSoC no permiten en sus entradas análogas, tensiones negativas. Por ende se hace necesaria una etapa adicional entre sensor y ADC, que permita cambiar el rango de la señal entre 0 y 5 Voltios.

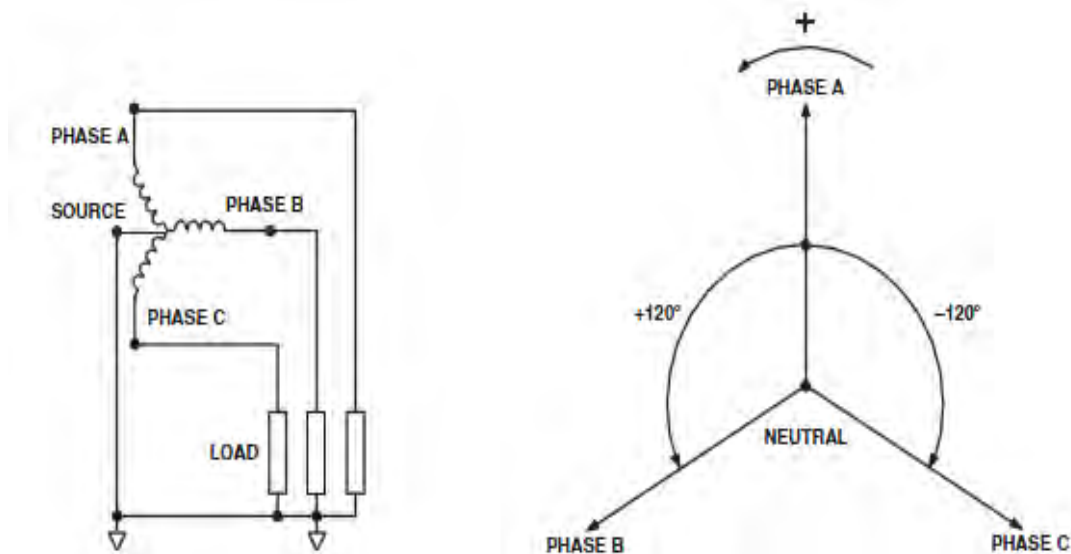
Para la medición de la corriente el procedimiento es muy similar al de la tensión, ya que por lo general los sensores de corriente entregan una tensión proporcional a la corriente que pasa a través de ellos, por la naturaleza de la señal también resulta necesaria la etapa de adecuación de la señal y cambiar su rango entre 0 y 5 Voltios. Internamente en el microcontrolador mediante sentencias de código se realiza el cálculo respectivo de la potencia eléctrica.

#### 4.4 MEDICIÓN DE LA POTENCIA DE SISTEMAS TRIFÁSICOS<sup>20 21</sup>

En sistemas trifásicos es importante saber a qué tipo de servicio trifásico se tiene conectado un transformador de distribución para según esto realizar su respectivo cálculo de potencia.

**4.4.1 Servicio en configuración estrella de 4 hilos.** Este servicio está compuesto por tres fases y un neutro como se puede apreciar en la Figura 4. Cada fase está referenciada al neutro y están desfasadas entre sí 120 grados. Para realizar la medida respectiva de potencia es necesario utilizar ya sea un medidor con tres sensores de corriente y tres sensores de tensión (Ver Figura 5).

**Figura 4. Servicio trifásico en estrella con 4 hilos.**



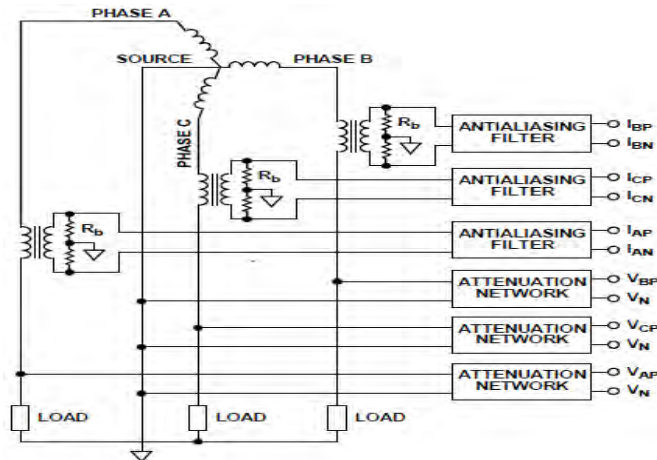
**Fuente:** ANALOG DEVICES 2003. Calibration of a 3-Phase Energy Meter Board on the ADE7754 By Etienne Moulin. *Estados Unidos (NORWOOD)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: [http://www.analog.com/static/imported-files/application\\_notes/AN624\\_0.pdf](http://www.analog.com/static/imported-files/application_notes/AN624_0.pdf). p. 1.

<sup>20</sup> ANALOG DEVICES 2013. Analog Devices Energy (ADE) Products: Frequently Asked Questions (FAQs) b y Hariharan Mani. *Estados Unidos (NORWOOD)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: [http://www.analog.com/static/imported-files/application\\_notes/AN-639.pdf](http://www.analog.com/static/imported-files/application_notes/AN-639.pdf).

<sup>21</sup> ANALOG DEVICES 2003. Calibration of a 3-Phase Energy Meter Board on the ADE7754 By Etienne Moulin. *Estados Unidos (NORWOOD)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: [http://www.analog.com/static/imported-files/application\\_notes/AN624\\_0.pdf](http://www.analog.com/static/imported-files/application_notes/AN624_0.pdf).



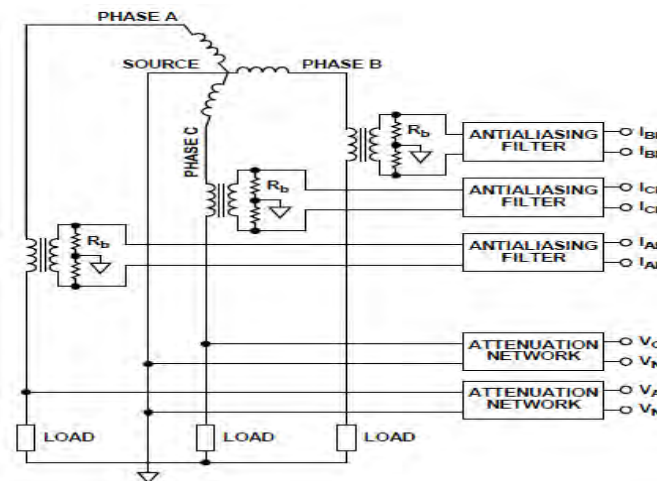
**Figura 5. Configuración estrella de 4 hilos con tres sensores de tensión.**



**Fuente:** ANALOG DEVICES 2003. Calibration of a 3-Phase Energy Meter Board on the ADE7754 By Etienne Moulin. *Estados Unidos (NORWOOD)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: [http://www.analog.com/static/imported-files/application\\_notes/AN624\\_0.pdf](http://www.analog.com/static/imported-files/application_notes/AN624_0.pdf). p. 14.

Otra configuración usada para realizar el monitoreo de la potencia consumida es haciendo uso de tres sensores de corriente y dos de tensión. (Ver Figura 6).

**Figura 6. Configuración estrella de 4 hilos con dos sensores de tensión.**



**Fuente:** ANALOG DEVICES 2003. Calibration of a 3-Phase Energy Meter Board on the ADE7754 By Etienne Moulin. *Estados Unidos (NORWOOD)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: [http://www.analog.com/static/imported-files/application\\_notes/AN624\\_0.pdf](http://www.analog.com/static/imported-files/application_notes/AN624_0.pdf). p. 14.

Si se utiliza un medidor con tres sensores de tensión (VA, VB, VC) y tres sensores de corriente (IA, IB, IC) la potencia activa sería igual a la siguiente expresión:

$$Potencia Activa = VA * IA + VB * IB + VC * IC \quad \text{Ecuación 6}$$

Si se utiliza un medidor con dos sensores de tensión (VA y VC) y tres sensores de corriente (IA, IB, IC) la ecuación 6 cambiaría pues se debe dejar la expresión en términos únicamente de VA y VC de la siguiente manera:

Se sabe que idealmente el circuito debe obedecer a la siguiente expresión:

$$VA + VB + VC = 0 \quad \text{Ecuación 7}$$

Despejando VB se tiene que:

$$VB = -VA - VC \quad \text{Ecuación 8}$$

Reemplazando VB en la ecuación 5:

$$\begin{aligned} Potencia Activa &= VA * IA + (-VA - VC) * IB + VC * IC \\ Potencia Activa &= VA * (IA - IB) + VC * (IC - IB) \end{aligned} \quad \text{Ecuación 9}$$

## 4.5 SENSORES DE TENSION

Para obtener una tensión proporcional a la que se está aplicando sobre la carga. Se puede emplear una red de atenuación resistiva o un transformador reductor que permite a su vez ofrecer un aislamiento galvánico respecto de la red.

**4.5.1 Transformador Reductor.** Son dispositivos en que la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos funciones:

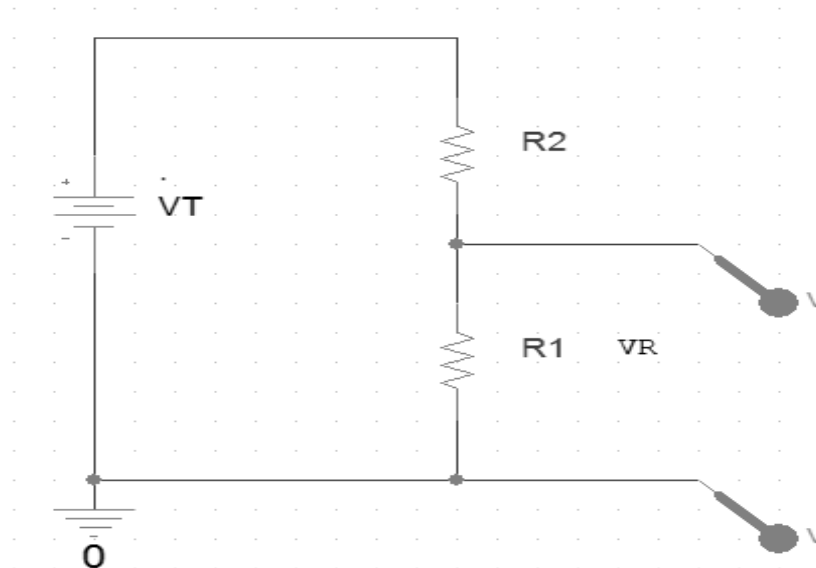
transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta o cualquier otro nivel de tensión.

El devanado primario se conecta en paralelo con el circuito, cuyo voltaje será medido o controlado. El devanado secundario entrega un voltaje proporcional al voltaje de línea, y a este se conectan en paralelo las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición o de protección.

Estos transformadores se fabrican para servicio interior o exterior, y se fabrican con aislamiento de resinas sintéticas para tensiones bajas o medias, mientras que para las tensiones altas se utilizan aislamientos de papel, aceite y porcelana.

**4.5.2 Red de Atenuación Resistiva**<sup>22</sup>. Cuando se realiza medición, a menudo es necesario derivar pequeñas tensiones a partir de una tensión disponible. Esto es posible por medio de un divisor de tensión o una red de atenuación resistiva. Un divisor de tensión, como se muestra en la Figura 7, se compone de dos resistencias,  $R_1$  y  $R_2$ , conectadas en serie.

**Figura 7. Red de atenuación resistiva.**



<sup>22</sup> UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS 2014. Divisor de tensión y puente de Wheatstone. Experiencia 4. *Perú (Lima)* [en línea]. [Consulta: 21 Agosto 2014]. Disponible en: <http://fisica.unmsm.edu.pe/images/9/98/Laboratorio-4.pdf>

En los bornes externos se aplica la tensión de alimentación  $U$ , la cual se divide en las tensiones  $V_2$  y  $V_R$ . De acuerdo con la ley de división de tensión, es válido lo siguiente:

$$V_R + V_2 = V_T$$

La intensidad de corriente en el divisor de tensión, de acuerdo con la ley de Ohm, tiene el siguiente valor:

$$I = \frac{V}{R_1 + R_2}$$

La caída de tensión en las dos resistencias es igual a:

$$V_R = I \cdot R_1$$

$$V_2 = I \cdot R_2$$

Si se introducen los valores calculados de intensidad de corriente en estas dos ecuaciones, se obtiene la siguiente ecuación para ambas divisiones de tensión:

$$V_R = V_T \cdot \frac{R_1}{R_1 + R_2}$$

$$V_2 = V_T \cdot \frac{R_2}{R_1 + R_2}$$

Debido al desfase que produce el transformador reductor cuando realiza la medición no se seleccionó como transductor para este proyecto, pues este desfase puede ocasionar un error en la medición de la potencia activa y afectar en gran medida los objetivos de este proyecto. Por tanto, el sensor elegido fue el divisor de tensión, por su facilidad de implementación y lo confiable que es.

## 4.6 SENSORES DE CORRIENTE

Debido al amplio rango de variación de la corriente, se hace necesario desarrollar sensores que detecten el más leve cambio de esta. El sensor de corriente que se requiere debe tener un rango dinámico de medición y ancho de banda amplio, debido al contenido de armónicos de la onda de corriente.

En el mercado la variedad de sensores de corriente es amplia así como los principios de funcionamiento con los cuales operan. Las tecnologías para medición industrial de corrientes más comunes son:

- Shunt de corriente de baja resistencia.
- Transformador de corriente.
- Sensor de efecto Hall.
- Bobina Rogowski.

Además, últimamente se están aplicando técnicas con fibra óptica basadas en el efecto magneto-óptico de Faraday.

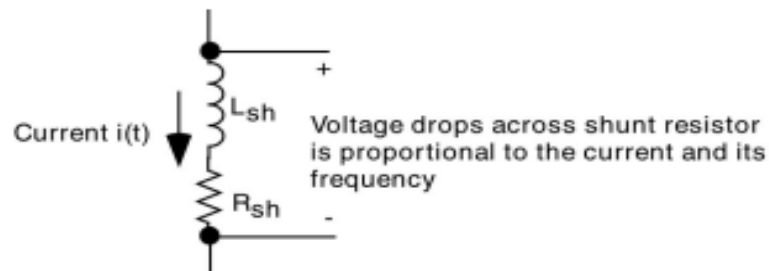
**4.6.1 Shunt de corriente de baja resistencia.** Es la solución popular de menor costo, ofrece una lectura sencilla con buena exactitud. Un modelo simple para este dispositivo se muestra en la

**4.6.2** Figura 8.

Para realizar medición de corriente con alta precisión, se debe tener en cuenta la inductancia parásita del shunt, que es del orden de sólo unos pocos nH. Esto afecta la magnitud de la impedancia del shunt solo a frecuencias relativamente altas. Sin embargo, su efecto sobre la fase es bastante importante, incluso a frecuencia de línea, porque puede causar errores notables con FP bajo.

Sin embargo, debido a que el shunt de corriente es fundamentalmente resistivo y genera calor en proporción al cuadrado de la corriente, este autocalentamiento es inconveniente para usarlo con medidores de alta corriente.

**Figura 8. Modelo simple de Shunt con inductancia parásita.**



**Fuente:** ANALOG DEVICES 2012. Current sensing for energy metering by William Koon. Estados Unidos (NORWOOD) [en línea]. [Consulta: 21 de Agosto 2014]. Disponible en: [http://www.analog.com/static/imported-files/tech\\_articles/16174506155607IIC\\_Paper.pdf](http://www.analog.com/static/imported-files/tech_articles/16174506155607IIC_Paper.pdf). p. 2.

La resistencia del shunt, que ha de estar calibrada, tiene un valor resistivo muy bajo. Por lo general, está provista de cuatro bornes como muestra la figura 13, dos para conectar el circuito y otros dos para conectar el milivoltímetro. Esto evita errores causados por la resistencia de contactos.

En general, los shunt que se utilizan con instrumentos portátiles o de laboratorio se prevén para una caída de tensión de 60 mV.

Para instrumentos de tablero se emplean los shunt con caídas normalizadas de: 30, 45, 60, 100, 120, 150 y 300 mV., y se clasifican, según su exactitud, en cinco clases: (0,05 %), (0,1 %), (0,2 %), (0,5 %) y (1 %).

**Figura 9. Resistencia Shunt sin cuerpo protector.**



**Fuente:** SEVILLA, J.M.O. 2008. Técnicas industriales para la medida de corrientes. *España* [en línea]. [Consulta: 21 Agosto 2014]. Disponible en:

<http://www.tecnicaindustrial.es/tifrontal/a-98-Tecnicas-industriales-medida-corrientes.aspx>. p. 1

**4.6.3 Transformador de corriente.** Transformador de Corriente (TC) usa el principio de un transformador para convertir la alta corriente del primario, a una corriente de secundario de menor valor. Es el sensor más común entre la gran cantidad de los actuales medidores de energía de estado sólido de alta corriente, porque consume muy poca energía y porque no necesita circuitos adicionales para su control.

Debido a la corriente de magnetización, tiene típicamente un pequeño desplazamiento de fase asociado, de  $0,1^\circ$  a  $0,3^\circ$ . Si está descalibrado, dará lugar a un notable error con factores de potencia bajos. Además, el núcleo de ferrita puede saturarse con alta corriente. Una vez magnetizado, el núcleo presenta histéresis y la exactitud se degrada, a menos que se desmagnetice de nuevo.

La saturación de un transformador de corriente se puede presentar por ondas de corriente mayores que la nominal o por presencia de una sustancial componente DC en la corriente (por ejemplo, cuando se maneja una gran carga con rectificación de media onda). La solución actual para el problema de saturación es utilizar material de ferrita con muy alta permeabilidad.

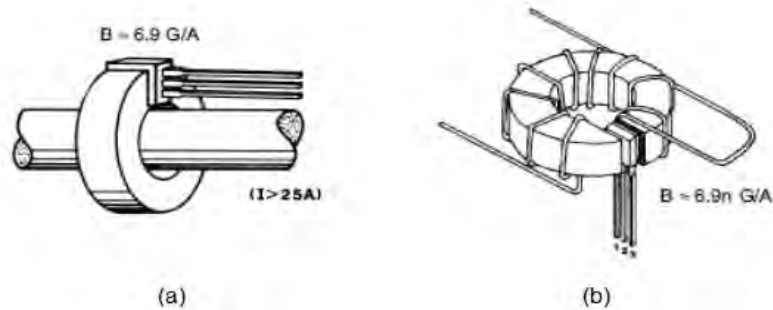
**4.6.4 Sensor de efecto Hall.** El efecto Hall, descubierto por Edwin C. Hall en 1879, consiste en la caída de tensión a través de un conductor o semiconductor con corriente, bajo la influencia de un campo magnético externo perpendicular a la dirección de flujo de la corriente.

La mayoría de los sensores Hall modernos, se basan en semiconductores de (GaAs) o (InAs) porque dan tensiones Hall bastante grandes. Sobre un sustrato de tipo cerámico se hace crecer una capa, por ejemplo de semiconductor, a la que se le fijan unos contactos metálicos. En el centro de esta capa se forma un área denominada área activa, de suerte que esta zona queda libre de efectos de bordes. Estas áreas son muy pequeñas, del orden de 0,13 mm de diámetro y 0,25 mm de espesor.

La señal obtenida del sensor Hall puede ser procesada para dar una señal digital (interruptores Hall) o analógica (con sensores Hall de tipo lineal), cuando se requiere que la salida sea proporcional a la señal que se desea medir. Estos últimos son los empleados para la medición de corrientes, cubriendo un rango que

va desde pocos miliamperios hasta cientos de amperios, y se conectan como se muestra en la Figura 10(a). Para mejorar la sensibilidad se usa un núcleo de toroide, como en la Figura 10(b). Al colocar el sensor en el campo magnético producido por la corriente a medir, se medirá una tensión de salida proporcional al campo magnético.

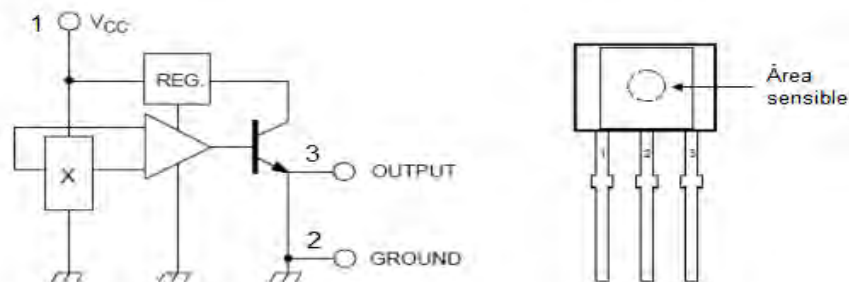
**Figura 10. Sensor Hall y núcleo de toroide**



**Fuente:** UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN LUIS 2014. Laboratorio de interfaces. Sensores de Efecto Hall. *Argentina (San Luis)* [en línea]. [Consulta: 21 Agosto 2014]. Disponible en: <http://www0.unsl.edu.ar/~interfases/labs/lab09.pdf>. p. 5

En la Figura 11 se muestra la estructura simplificada de un sensor Hall de salida lineal. Debido a que la tensión Hall es muy pequeña (aproximadamente 30  $\mu\text{V/G}$ ), es necesario incluir una etapa de amplificación lineal. Posee además una compensación en temperatura y un regulador de tensión. La salida posee un transistor en emisor abierto para realizar la interfaz con cualquier dispositivo.

**Figura 11. Sensor de efecto Hall con salida lineal.**





**Fuente:** UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN LUIS 2014. Laboratorio de interfaces. Sensores de Efecto Hall. *Argentina (San Luis)* [en línea]. [Consulta: 21 Agosto 2014]. Disponible en: <http://www0.unsl.edu.ar/~interfases/labs/lab09.pdf>. p. 3

El sensor de efecto Hall tiene extraordinaria respuesta en frecuencia y es capaz de medir corrientes muy grandes, pero el inconveniente es que la salida presenta una gran deriva térmica por lo que generalmente requiere de una estable fuente de corriente externa. Son algo menos comunes que los transformadores de corriente.

**4.6.5 Bobina Rogowski.** La bobina de Rogowski es una bobina uniformemente arrollada en un núcleo de material no magnético de sección transversal constante, distribuido en forma de lazo cerrado. La forma más simple es la de un toroide circular cerrado y rígido, o abierto y flexible para que pueda cerrarse sobre sí mismo y facilitar de esta forma su montaje alrededor de un conductor por el que circula la corriente a medir.

La idea del transformador Rogowski es aplicar la Ley de Ampere, que establece que la corriente que circula por un conductor es proporcional a la integral de circulación de la intensidad de campo magnético alrededor de un camino cerrado que rodea a dicho conductor.

$$I = \int H \cdot dl$$

**Ecuación 10**

La idea anterior puede expresarse también diciendo que la bobina Rogowski, se usa para medir los cambios del campo magnético que se produce alrededor de un hilo portador de corriente y producir una señal de tensión proporcional a la derivada de la corriente ( $di/dt$ ), por lo que se necesita un integrador que convierta apropiadamente la señal. En la figura 16 se presenta un esquema simplificado de la bobina con su integrador.

La fuerza electromotriz (fem.) inducida en la bobina con núcleo de aire, está dada por la ecuación:

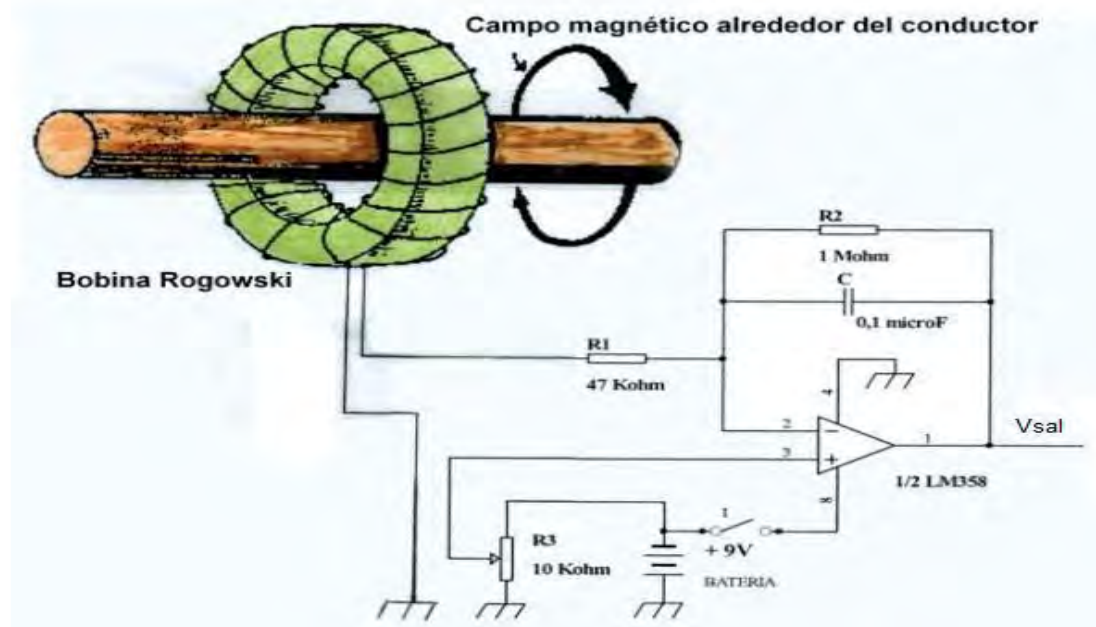
$$fem = M \cdot (di/dt)$$

**Ecuación 11**

Donde el término constante  $M$  es la inductancia mutua de la bobina Rogowski, expresada en Henrios (H).

La tensión de salida de la bobina depende solamente de los cambios en la corriente primaria. Al ser la salida de la bobina proporcional a la derivada de la corriente respecto al tiempo, es necesario usar un integrador para convertirla al formato  $i(t)$ .

**Figura 12. Bobina Rogowsky con su circuito acondicionador.**



**Fuente:** SEVILLA, J.M.O. 2008. Técnicas industriales para la medida de corrientes. Op. Cit. Disponible en internet: <http://www.tecnicaindustrial.es/tifrontal/a-98-Tecnicas-industriales-medida-corrientes.aspx>. p. 1

La bobina Rogowsky permite separación galvánica entre la tierra de medición y la tierra del sistema de potencia, siendo esta una ventaja respecto a la resistencia shunt.

Por tener núcleo de aire, la bobina Rogowsky no presenta histéresis, saturación o problemas de no linealidad. Además tiene una elevada capacidad para manejar altas corrientes, siendo el límite superior teórico, la tensión de ruptura del aire.

La tensión de salida del integrador ( $V_{sal}$ ) está dada por la expresión:

$$V_{sal} = M \cdot I / T_i$$

**Ecuación 12**

Siendo:

$M$  = Inductancia mutua entre el conductor y la bobina.

$I$  = La corriente que se quiere medir.

$T_i$  = La constante de tiempo del integrador.

La expresión anterior se puede expresar en la forma siguiente:

$$V_{sal} = S \cdot I$$

**Ecuación 13**

Siendo  $S$  la sensibilidad del transductor Rogowski, expresada en mV./A.

La sensibilidad es el factor de proporcionalidad entre la señal de medida obtenida y la corriente a medir. Depende de la inductancia mutua de la bobina, pero también del método de integración que se emplee. Como la bobina se comporta como un integrador a frecuencias elevadas, esto supone que para la medida de corrientes de alta frecuencia no es necesario un circuito integrador si se utiliza una impedancia de terminación suficientemente pequeña.

En el Cuadro 1 se encuentra una comparación entre los diferentes tipos de sensores de corriente mostrando cada una de sus ventajas y desventajas, el cual fue usado para seleccionar el transductor adecuado para este proyecto.

**Cuadro 1. Comparación de tecnologías para sensado de corriente.<sup>23</sup>**

TIPO DE SENSOR DE CORRIENTE	VENTAJAS	DESVENTAJAS
-----------------------------------	----------	-------------

<sup>23</sup> ANALOG DEVICES 2012. Current sensing for energy metering by William Koon. Op. Cit. Disponible en: [http://www.analog.com/static/imported-files/tech\\_articles/16174506155607IIC\\_Paper.pdf](http://www.analog.com/static/imported-files/tech_articles/16174506155607IIC_Paper.pdf).

<b>Resistivo Shunt</b>	Bajo costo y buena linealidad en medición.	Ante altas corrientes pobre respuesta, offset dc e inductancias parasita, no ofrece aislamiento entre las etapas de alta tensión y baja tensión.
<b>Transformador de corriente</b>	Buena respuesta ante altas corrientes, bajo consumo de potencia. Aislamiento entre etapa de potencia y etapa de control.	Histéresis, saturación dc a altas corrientes, cambio de fase de la variable sensada por efectos de la inductancia, susceptibles a campos magnéticos externos.
<b>Sensor de Efecto Hall</b>	Buen desempeño ante altas corrientes, amplio rango dinámico.	Histéresis, saturación, alto costo y vulnerable a cambios de temperatura.
<b>Bobina de Rogowski</b>	bajo costo, no tiene límite de saturación, bajo consumo de potencia, inmune a Offset dc, amplio rango dinámico.	La salida es una derivada del voltaje de entrada, por lo que es necesario un integrador análogo o digital. Sensible a interferencias electromagnéticas (EMI).

**4.6.6 Selección del sensor de corriente.** El sensor de corriente seleccionado fue del tipo transformador de corriente CS2106L, por las siguientes razones:

- Está diseñado para medir corrientes alternas entre 50 y 60 Hz.
- Rango de funcionamiento entre 0,5 y 20 Amperes.
- Sensibilidad configurable de 0,1 V/A.
- La sensibilidad puede ser modificada a través de la resistencia  $R_T$  ubicada a la salida del sensor.

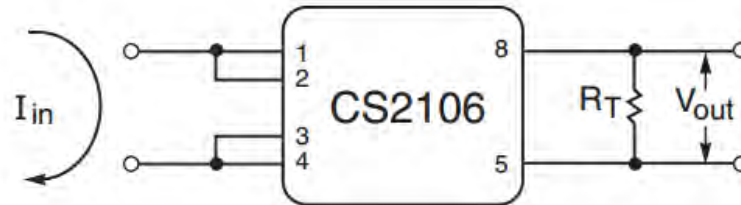
Su funcionamiento se rige por la siguiente función de transferencia:

**Ecuación 14**

$$\frac{V_{OUT}}{I_{IN}} = 0.1 * \left( \frac{R_T}{68} \right)$$

Donde la resistencia  $R_T$  es la impedancia que se conecta a la salida del sensor, como se muestra en el esquema de la Figura 13.

**Figura 13. Esquema de conexión del sensor de corriente CS2106**



**Fuente:** Coilcraft Inc. 2013. Document 150. Revised 12/29/09. [En línea]. [Consulta: 12 Septiembre 2014]. Disponible en internet: <http://www.coilcraft.com/pdfs/sen60tr.pdf>.

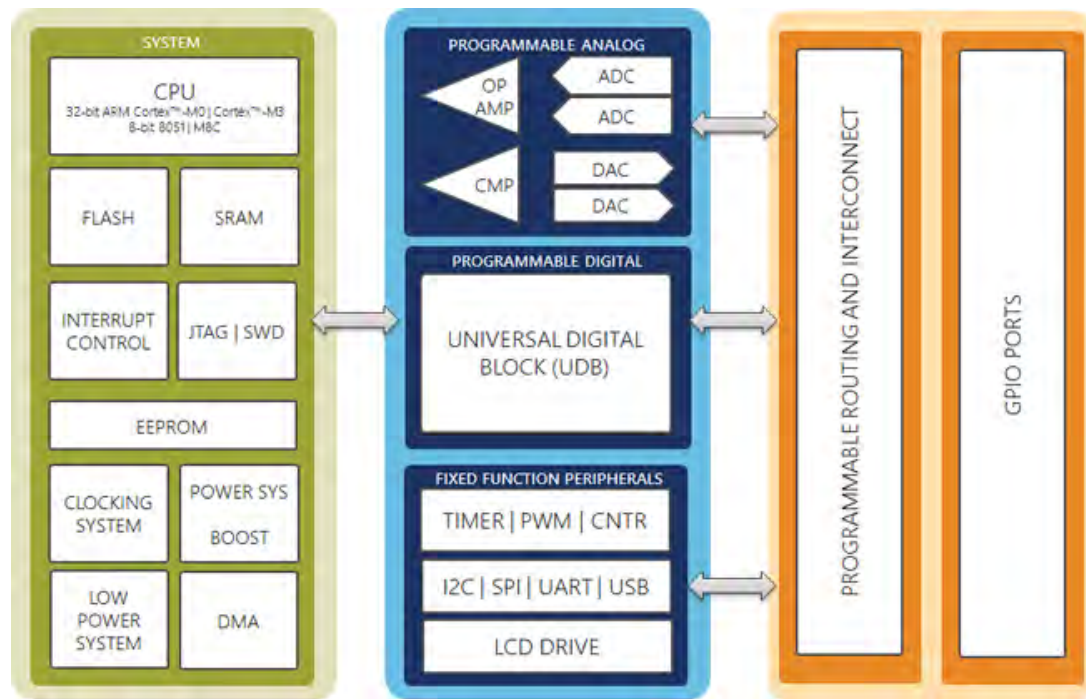
Es importante que se tenga en cuenta las restricciones de tensión de entrada que posee el circuito integrado al cual se va a conectar este sensor, para que el valor de  $R_T$  limite la amplitud de la señal de salida y exista un buen acople con el resto del sistema.

#### **4.7 TECNOLOGÍA PSoC® (Programmable System-on-Chip)<sup>24</sup>**

PSoC es una tecnología que integra circuitería analógica de alto rendimiento, lógica programable PLD, memoria y un microcontrolador en un solo chip. La arquitectura de estos dispositivos se compone de bloques analógicos y digitales configurables, interconexión y enrutamiento programable, oscilador principal y baja velocidad interna, fuentes de reloj múltiples que incluyen un PLL e interfaces dedicadas de comunicación tales como I2C, Full-Speed USB 2.0, CAN 2.0 y RS-232 (ver Figura 14).

<sup>24</sup> CYPRESS 2014. Programmable System - on - Chip - Cypress. *Estados Unidos (California)* [en línea]. [Consulta: 25 de Agosto 2014]. Disponible en: <http://www.cypress.com/psoc/>.

**Figura 14. Arquitectura interna de un PSoC.**



**Fuente:** CYPRESS 2014. Programmable System - on - Chip - Cypress. *Estados Unidos (California)* [en línea]. [Consulta: 25 de Agosto 2014]. Disponible en: <http://www.cypress.com/psoc/>.

Estos chips tienen múltiples y variadas aplicaciones en automoción, transporte, electrónica de consumo, computadores, periféricos, iluminación, control de potencia y telecomunicaciones.

Para este proyecto se escogió una línea de PSoC's de la compañía cypress que además de las bondades mencionadas anteriormente, también cuentan con módulos de propósito específico para el envío de tramas a través de las líneas de baja tensión. La familia CY8CPLC cumple con los requerimientos trazados en los objetivos, sin embargo, fue necesario evaluar las características de los chips ofrecidos por el fabricante para hacer una selección acorde con las necesidades.

En el Cuadro 2, se presentan las diferentes referencias y sus características, además del precio por unidad de cada una de ellas. A pesar de la similitud en la velocidad de transmisión, SRAM, Flash, y Frecuencia de operación de la familia, se escogió el CY8CPLC20-28PVXI por el número de puertos GPIOs, que para

nuestro caso son suficientes, por el tipo de empaquetado SSOP y por el precio. La referencia CY8CPLC20-28PVXIT se diferencia de la escogida por la resistencia a procesos térmicos como el orneado. El CY8CPLC20-OCD aún está en proceso de prueba por lo que no fue tomado en cuenta.

**Cuadro 2. Comparación entre referencias PSoC preseleccionadas.**

	CY8CPLC20-28PVXI	CY8CPLC20-28PVXIT	CY8CPLC20-48LTXI	CY8CPLC20-48LTXIT	CY8CPLC20-OCD
Estado	En Producción	En Producción	En Producción	En Producción	En Producción
Máxima Tasa de Transmisión (bps)	2400	2400	2400	2400	2400
Tipo de PLC	Programable	Programable	Programable	Programable	Programable
Numero de Puertos GPIOs	24	24	44	44	64
SRAM (Bytes)	2408	2408	2408	2408	2408
Voltaje Mínimo de Operación (V)	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75
Voltaje Máximo de Operación (V)	5,25	5,25	5,25	5,25	5,25
N° de Bloques Programables Digitales	16	16	16	16	16
Flash (KB)	32	32	32	32	32
Frecuencia Máxima de Operación (MHz)	24	24	24	24	24
Empaquetado	SSOP	SSOP	QFN	QFN	TQFP
Precio (COP)	17,798.54	17,798.54	18,661.38	18,661.38	Gratis

#### 4.8 COMUNICACIÓN POR LÍNEAS DE POTENCIA (PLC)

PLC es una tecnología que transmite información multiplexada en el dominio de la frecuencia a través de la red eléctrica o cualquier red AC. Por un canal se distribuye la energía eléctrica de consumo y por otro canal se transmiten los datos modulados digitalmente. Organismos internacionales como la Federal Communications Commission (FCC) y el Comité Europeo de Normalización

Electrónica (CENELEC), entre otros, reglamentan y regulan la transmisión de señales de información a través de la red eléctrica. La norma CENELEC EN50065-1 que rige en Europa, Estados Unidos y otros países del mundo es la norma más precisa sobre el uso de las bandas de frecuencia. Según la normatividad brindada por FCC, cualquier frecuencia en el rango de 100 KHZ a 400 KHZ, puede ser usada para la transmisión de información modulada por la red eléctrica.<sup>25</sup>

Actualmente, en el mercado existe una gran variedad de dispositivos embebidos que se rigen por las normas anteriormente mencionadas, sin embargo, al no existir un estándar que delimite los parámetros de implementación de esta tecnología es factible que exista incompatibilidad entre dispositivos de diferentes fabricantes. Es por esto que se hace necesario enfatizar en la arquitectura de los transceptores y la selección de estos de acuerdo a la necesidad percibida.

**4.8.1 Powerline Transceiver (PLT) 26.** El CY8CPLC20 es la solución que CYPRESS ofrece para realizar comunicaciones sobre las líneas de potencia, como bien se sabe estas últimas no están adecuadas para que sobre ellas exista algún tipo de intercambio de información y realizarlo satisfactoriamente ha sido un desafío de ingeniería durante los últimos años. Para garantizar seguridad y confiabilidad este dispositivo incluye:

- Modem integrado de capa física de acceso (PHY) para comunicaciones PLC con filtros optimizados y amplificadores para trabajar con líneas de potencia de alta (110-240 AC) y baja tensión (12-24 AC).
- Protocolo de red PLC optimizado que soporta comunicación bidireccional con señalización y uso de banderas de reconocimiento (ACK). En caso de pérdida de paquetes de datos debido al ruido en la línea eléctrica, el transmisor tiene la capacidad de retransmitir los datos.
- El protocolo de red también soporta CRC de 8 bits para la detección de errores y retransmisión de paquetes de datos.

---

<sup>25</sup> PAZ PENAGOS, H., CASTELLANOS TACHE, G.D., ALARCÓN BALLESTEROS, R.F., WEISS VELANDIA, V.L., LAVERDE CAÑÓN, Á.R., RODRÍGUEZ CALDERÓN, J.C. and RINCÓN FONSECA, L.A., 2006. *Diseño e implementación de una red domótica para un laboratorio de ingeniería electrónica* [en línea]. 2006. S.l.: s.n. [Consulta: 3 de Agosto 2014]. Disponible en: <http://revistas.javeriana.edu.co/index.php/iyu/article/view/920>.

<sup>26</sup> CYPRESS 2014. CY8CPLC20. Powerline Communication Solution. *Estados Unidos (California)* [en línea]. [Consulta: 2 de Julio 2014]. Disponible en: <http://www.cypress.com/?docID=50840>



- Acceso múltiple por detección de portadora o CSMA incluida en el protocolo de red. Reduce al mínimo las colisiones entre las transmisiones de paquetes en la red eléctrica, es compatible con varios maestros, y permite una comunicación fiable en una red más grande.

El diagrama de bloques de la Figura 15 muestra la versatilidad que tiene la solución planteada por CYPRESS para la comunicación PLC mediante el CY8CPLC20 al combinar las ventajas de los componentes de familias PSoC con las características de todo un sistema robusto en comunicaciones PLC y de fácil manejo, que además es compatible con las normas FCC parte 15 para Norte América y EN50065-1:2001 para Europa.

El kit permite utilizar recursos adicionales para la comunicación externa hacia otros dispositivos que estén por fuera de la red PLC mediante I2C, UART o SPI.

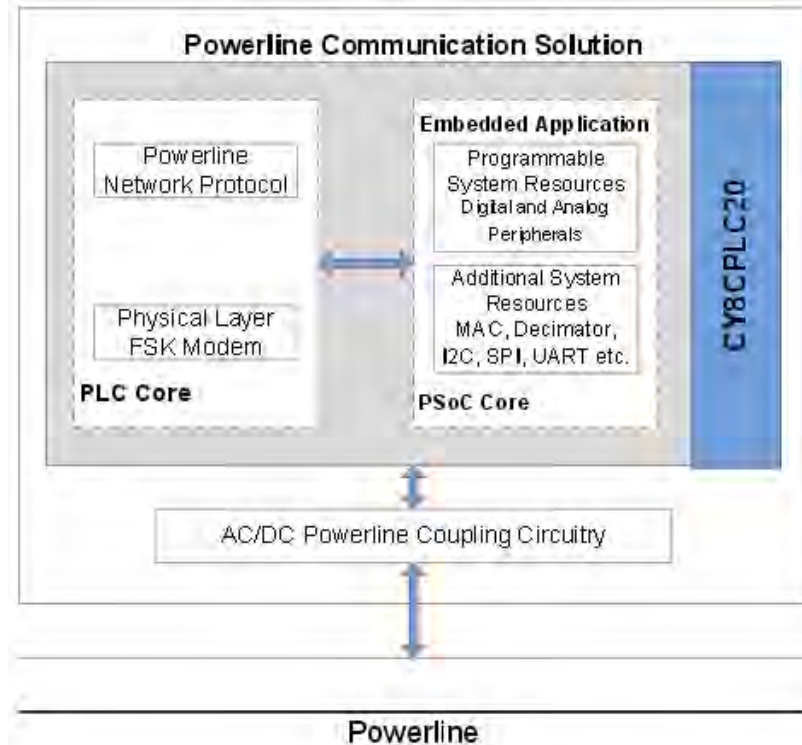
El uso de este sistema es recomendado para aplicaciones que tengan que ver especialmente con control de luces en interiores, la medición automática de medidores y todo lo referente a las aplicaciones orientadas a la domótica o automatización de hogares.

Las características del sistema PLC son las siguientes:

- 3 modos de implementación: Funcionamiento único y exclusivo de la capa física y modem FSK, funcionamiento con capa física y modem FSK en conjunto con el protocolo de red PLC de la compañía CYPRESS y por último un modo de funcionamiento similar al anterior pero con la posibilidad de comunicar el sistema a microcontroladores externos a través de I2C.
- Comunicación bidireccional Half-duplex.
- Soporta topologías de red Maestro- Esclavo y punto a punto.
- Sobre una misma línea de potencia pueden haber sistemas Multi-maestro.
- Cada dispositivo tiene una dirección MAC de 64 bits.
- El direccionamiento lógico puede hacerse mediante 8 bits proporcionando un total de 256 equipos en una misma red.

- Se puede extender la trama de direccionamiento lógico a 16 bits para un total de 65536 dispositivos o nodos en una misma red.
- De no ser suficientes los bits de direccionamiento lógico, se pueden utilizar los 64 bits de la dirección MAC de cada equipo. Con esta configuración el número de nodos posibles en una misma red aumentaría a  $2^{64}$ .
- Tres modos de direccionamiento: individual, grupal y broadcast o de difusión.

**Figura 15. Diagrama de bloques de CYPRESS para comunicación PLC**



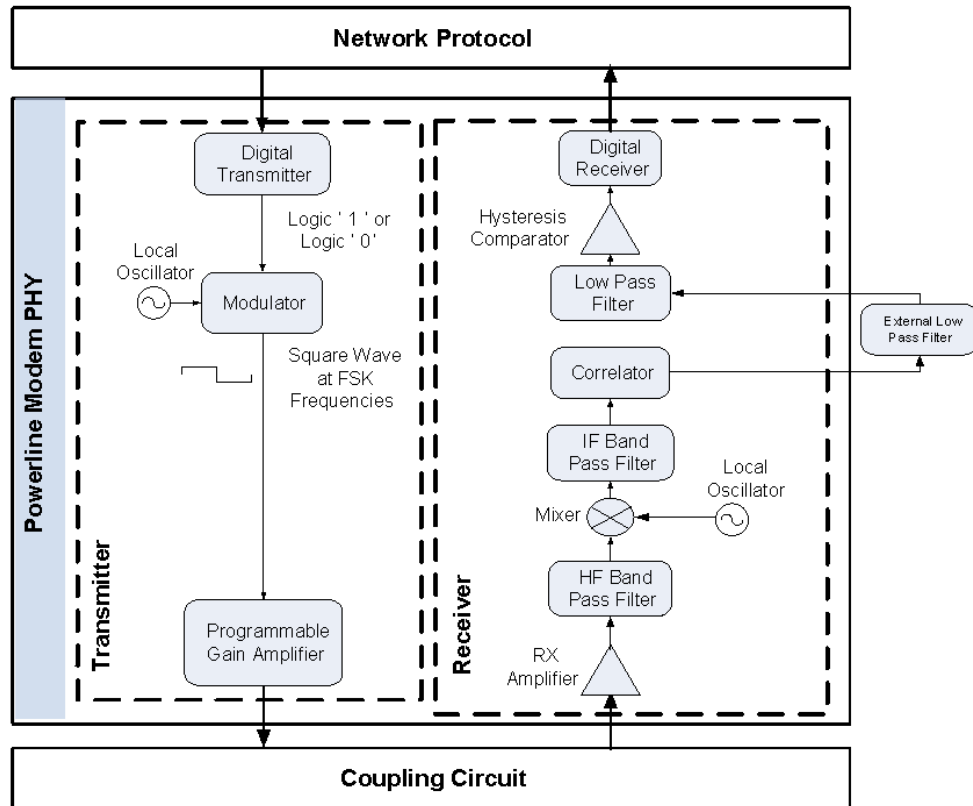
**Fuente:** CYPRESS 2014. CY8CPLC20. Powerline Communication Solution. *Estados Unidos (California)* [en línea]. [Consulta: 2 de Julio 2014]. Disponible en: <http://www.cypress.com/?docID=50840>. p. 1

**4.8.1.1 Descripción detallada del módulo PLT.** Como ya se explicó el dispositivo para comunicaciones PLC está conformado por dos componentes funcionales principales: el módem de capa física PHY o módem FSK y el protocolo de red PLC.

- **Capa física PHY**

La capa física está implementada con un módem FSK que permite la comunicación bidireccional half-duplex sobre las líneas de potencia, con el cual se pueden lograr tasas de envío de datos netos hasta de 2400 bps. En la **Figura 16** se puede apreciar un esquema representativo de todo lo que conforma la capa física PHY, que son un transmisor, un receptor y un circuito de acoplamiento.

**Figura 16. Diagrama de bloques del módem FSK**



**Fuente:** CYPRESS 2014. CY8CPLC20. Powerline Communication Solution. *Estados Unidos (California)* [en línea]. [Consulta: 2 de Julio 2014]. Disponible en: <http://www.cypress.com/?docID=50840>. p. 4

- **Sección del Transmisor**

Los datos que genera el usuario a través del protocolo de red de PLC son serializados a través del transmisor digital para posteriormente ser modulados en frecuencia. El modulador utiliza como referencia un oscilador interno de onda

seno, lo divide por un factor para generar la frecuencia deseada dependiendo del dato que se quiera transmitir, es decir si la entrada al modulador es un '1' lógico generará una frecuencia de 131.8 KHz pero si el dato a modular es un '0' lógico generará 133.3 KHz. Luego un amplificador programable genera finalmente una señal modulada FSK. (Para mayor ancho de banda el '1' lógico puede ser representado por una frecuencia de 130.4 KHz).

- **Sección del Receptor**

La señal FSK entrante que viene desde la línea de potencia es amplificada para contrarrestar los efectos de atenuación, luego para deshacerse de la señal portadora, esta señal es sometida a un filtro pasa banda de alta frecuencia, que para asegurarse de filtrar todas las señales no deseadas tiene como frecuencias de corte 125 y 140 KHz. El bloque mezclador multiplica la señal FSK filtrada con un oscilador local para generar frecuencias heterodinas.

El filtro pasa banda de frecuencia intermedia elimina todo tipo de ruido que pudo haberse generado durante las etapas anteriores, el correlador convierte las señales seno en señales cuadradas pero con componentes de frecuencia mucho más altas. Por esta razón se utilizan filtros pasa bajas en la parte siguiente del diseño, para asegurar que los datos queden en la tasa de transmisión especificada. La salida del filtro pasa bajas es digitalizada por el comparador de histéresis. Esto elimina los efectos de retardo de correlador y falsa lógica desencadenada debido al ruido. El receptor digital deserializa estos datos y su salida va hacia la capa de red para la interpretación.

- **Circuito de acoplamiento**

Acondiciona las señales de voltaje generadas por el dispositivo PLC para que puedan acoplarse a la línea de potencia sin problemas. La topología de este circuito va de acuerdo a los niveles de voltaje que maneje el medio de transmisión y su respectiva normativa. Para esta tarjeta los niveles de operación están entre 110 y 240 Voltios compatibles con las normas FCC parte 15 de Norte América y la norma EN50065-1:2001 en Europa.

- **Protocolo de red**

El protocolo de red para PLC fabricado por CYPRESS está optimizado para realizar las funciones de las capas de enlace y red del modelo ISO/OSI en un modelo equivalente.

Es tarea del protocolo realizar el CSMA y lo hace mediante un detector de banda en uso, que al estar activado antes de enviar un paquete por las líneas de potencia indica que es imposible realizar una transmisión de datos, el protocolo entonces selecciona un tiempo de espera al azar entre 85 y 115 milisegundos para que el detector indique que el medio de transmisión ha sido desocupado. Es importante enfatizar que entre cada transmisión debe haber un tiempo muerto de 125 milisegundos.

El detector de banda en uso según la norma CENELEC EN50065-1 se activa si detecta señales que sobrepasen los 86 dbUVrms en el rango de frecuencias 131.5 KHz a 133.5 KHz y se mantienen por más de 4 milisegundos. Este umbral se puede configurar para aplicaciones en terminales que no requieran el uso de esta norma. El módem trata de retransmitir el paquete de acuerdo al tiempo de espera configurado y lo intenta por un intervalo de tiempo que oscila entre los 1.1 y 3.5 segundos dependiendo del ruido presente en la línea de potencia. Si el mensaje no se pudo transmitir por difícil acceso al medio, inmediatamente se genera una interrupción.

El tiempo de espera puede ser configurado seleccionando un intervalo de tiempo mínimo y un span, es importante seleccionar un span que permita al protocolo poder escoger con libertad por lo menos 7 valores posibles.

- **Tramas del protocolo PLC de CYPRESS**

El módulo PLT de PSoC define un paquete como estructura la cual es usada para transferencias de datos entre nodos a través de las líneas de potencia. La creación de los paquetes y todo el proceso de transmisión se hace internamente en el dispositivo PLC y es un proceso transparente al usuario.

El tamaño de un paquete transmitido por el protocolo PLC de CYPRESS puede variar debido al tamaño del encabezado que puede tomar un tamaño mínimo de 6

bytes y uno máximo hasta de 20 bytes dependiendo el tipo de direccionamiento que se maneje, el tamaño del mensaje puede ser hasta de 31 bytes. Al final de cada paquete hay un byte que se utiliza para detección de errores CRC.

Todo el paquete descrito en la Figura 17, antecedido por un byte adicional (0xAB) es enviado a la capa física PHY para ser transmitido por la línea de potencia.

**Figura 17. Estructura del Paquete PLC de CYPRESS**

Byte Offset	Bit Offset							
	7	6	5	4	3	2	1	0
0x00	SA Type	DA Type	Service Type		RSVD	RSVD	Response	RSVD
0x01	Destination Address (8-bit Logical, 16-bit Extended Logical or 64-bit Physical)							
0x02	Source Address (8-bit Logical, 16-bit Extended Logical or 64-bit Physical)							
0x03	Command							
0x04	RSVD			Payload Length				
0x05	Seq Num				Powerline Packet Header CRC			
0x06	Payload (0 to 31 Bytes)							
0x07	Powerline Transceiver Packet CRC							

**Fuente:** CYPRESS 2014. CY8CPLC20. Powerline Communication Solution. *Estados Unidos (California)* [en línea]. [Consulta: 2 de Julio 2014]. Disponible en: <http://www.cypress.com/?docID=50840>. p. 5

- **Encabezado del paquete**

El paquete del encabezado comprende 6 bytes si el direccionamiento lógico se hace con un solo byte, de lo contrario puede llegar a comprender hasta 20 bytes. La Figura 18 muestra en general el contenido del encabezado donde las etiquetas RSVD son campos que el protocolo define como reservados para futuras expansiones del mismo y se deben rellenar obligatoriamente con '0' lógicos.

El tamaño del payload (mensaje a enviar) tiene un tamaño de 1 a 32 bytes y es definido por el usuario en el campo payload length. El CRC que se aplica en el protocolo utiliza dos porciones de la trama para detectar errores de transmisión, uno para el encabezado y en caso de ser erróneo descartar el mensaje completo y otro para detección de errores en el mensaje o payload.

El número de secuencia es incrementado por cada paquete transmitido correctamente. Trabajando con acuse de recibo (ACK), el paquete se intentará

retransmitir con el mismo número de secuencia la cantidad de veces que haya sido configurado previamente en el campo TX\_RETRY, hasta que la bandera de reconocimiento haya sido activada. Sin el acuse de recibo el nodo que transmite envía el mismo paquete con el mismo número de secuencia, las veces que se hayan configurado en el registro TX\_RETRY.

**Figura 18. Encabezado del paquete PLC**

Field Name	Number of Bits	Tag	Description
SA Type	1	Source Address Type	0 - Logical Addressing 1 - Physical Addressing
DA Type	2	Destination Address Type	00 - Logical Addressing 01 - Group Addressing 10 - Physical Addressing 11 - Invalid
Service Type	1		0 - Unacknowledged Messaging 1 - Acknowledged Messaging
Seq Num	4	Sequence Number	Four bit Unique Identifier for each packet between source and destination
Header CRC	4		Four bit CRC Value. This enables the receiver to suspend receiving the rest of the packet if its header is corrupted

**Fuente:** CYPRESS 2014. CY8CPLC20. Powerline Communication Solution. *Estados Unidos (California)* [en línea]. [Consulta: 2 de Julio 2014]. Disponible en: <http://www.cypress.com/?docID=50840>. p. 6

El direccionamiento lógico como ya se dijo permite trabajar transmisiones punto a punto con direcciones lógicas hasta de 8 bytes, pero si lo que se quiere es trabajar mensajes multicast a ciertos destinatarios, el protocolo permite direccionar un determinado número de equipos en un grupo específico de dos formas:

**Direccionamiento de grupo único:** El protocolo soporta 256 grupos diferentes en una misma red. Sin embargo mediante este modo, cada nodo o terminal tiene la posibilidad de pertenecer exclusivamente a un solo grupo, por ejemplo: los dispositivos pertenecientes al grupo 30 no pueden estar al mismo tiempo en el grupo 51.

**Direccionamiento de grupo múltiple:** En este modo el protocolo soporta 8 grupos diferentes en una misma red. Cada nodo puede pertenecer a múltiples grupos.

Se pueden hacer combinaciones de ambos modos de trabajo para lograr más beneficios, el ID para realizar mensajes tipo broadcast es la dirección 0x00 y se

recomienda trabajar sin acuse de recibo para evitar inundaciones en la línea de potencia durante mensajes multicast.

#### **4.9 CONVERSION SERIAL A ETHERNET WIZ110SR<sup>27</sup>**

El dispositivo WIZ110SR de la compañía WIZNET es una puerta de enlace que convierte cualquier trama de comunicación con protocolo RS-232 en una de protocolo TCP-IP. Permite medición remota, gestión y control de cualquier dispositivo que posea una interfaz de comunicación RS-232 desde cualquier parte siempre y cuando exista una conexión Ethernet. Es decir, es un puente que permite la comunicación entre la internet y dispositivos que solo poseen interfaces de comunicación seriales.

Dentro de las características principales de este dispositivo están:

- Conexión directa al dispositivo serial.
- Sistema muy estable y confiable gracias al chip W5100.
- Soporta conexiones de tipo PPPoE.
- La configuración serial se hace de manera sencilla utilizando unos simples comandos.
- Para efectos de seguridad se puede utilizar una contraseña de acceso al dispositivo.
- Posee una herramienta de software de configuración.
- Interfaz 10/100 Ethernet y una interfaz serial de hasta 230 Kbps.
- Compatibilidad con RoHS.

En definitiva el WIZ110SR es un conversor de protocolos bidireccional. Lo que recibe como dato serial lo convierte en TCP-IP y viceversa. Según el diagrama de bloques de la figura 15 el chip W5100 es el encargado de manejar todo lo relacionado con Ethernet, captura todo lo que se envíe por el medio físico, es decir que es un dispositivo de las primeras capas del modelo OSI pero es el

---

<sup>27</sup> WIZNET 2008. WIZ110SR User Manual. [en línea]. [Consulta: 20 de Septiembre 2014]. Disponible en: [ftp://ftp.efo.ru/pub/wiznet/WIZ110SR/WIZ110SR\\_User\\_Manual\\_V2.0.pdf](ftp://ftp.efo.ru/pub/wiznet/WIZ110SR/WIZ110SR_User_Manual_V2.0.pdf).



microcontrolador de la familia 8051 el que controla el flujo de datos de acuerdo al modo de funcionamiento configurado y también serializa los datos obtenidos por el W5100.

**Figura 19. Diagrama de bloques interno del WIZ110SR**



**Fuente:** WIZNET 2008. WIZ110SR User Manual. [en línea]. [Consulta: 20 de Septiembre 2014]. Disponible en: [ftp://ftp.efo.ru/pub/wiznet/WIZ110SR/WIZ110SR\\_User\\_Manual\\_V2.0.pdf](ftp://ftp.efo.ru/pub/wiznet/WIZ110SR/WIZ110SR_User_Manual_V2.0.pdf). p. 8.

Se tienen tres modos de funcionamiento en TCP-IP, uno como cliente, otro como servidor y un último modo combinado. En UDP también tiene un modo de funcionamiento pero solo es configurarlo en dicho modo y empezar a transmitir conociendo la dirección del servidor y el puerto.

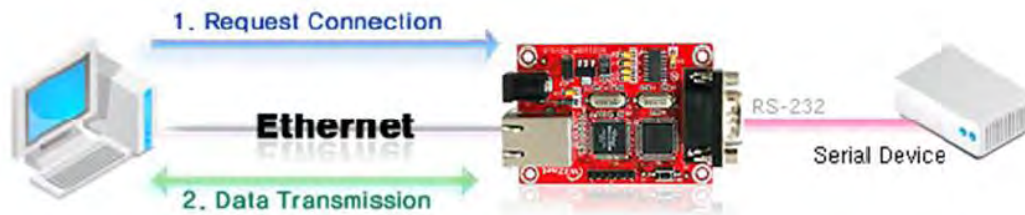
Los parámetros de funcionamiento se configuran a través de la herramienta de software, en ella se definen la tasa de transmisión para RS-232, la dirección IP, Gateway y DHCP, etc.

- **Modo Servidor**

En modo servidor el dispositivo espera peticiones de conexión de los usuarios. Resulta muy útil cuando se tienen un centro de control y este se quiere conectar a un dispositivo con el fin de consultar su estado o proporcionar algún comando de operación. En este modo el WIZ110SR permanece en estado de espera y si alguna petición se presenta, la conexión se establece, se realiza la transacción de los datos y se cierra la conexión.

Se recomienda trabajar con una dirección IP local, la máscara de red pertinente, la dirección del Gateway y definir un puerto de escucha.

**Figura 20. Funcionamiento en modo servidor del WIZ110SR**

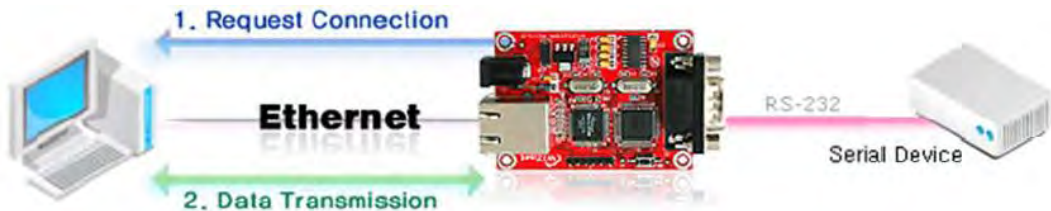


**Fuente:** WIZNET 2008. WIZ110SR User Manual. [en línea]. [Consulta: 20 de Septiembre 2014]. Disponible en: [ftp://ftp.efo.ru/pub/wiznet/WIZ110SR/WIZ110SR\\_User\\_Manual\\_V2.0.pdf](ftp://ftp.efo.ru/pub/wiznet/WIZ110SR/WIZ110SR_User_Manual_V2.0.pdf). p. 11.

- **Modo Cliente:**

En modo cliente, el dispositivo está continuamente tratando de establecer conexión con el servidor, luego de esto la comunicación puede ser en ambos sentidos hasta que se desee cortar la comunicación. Para este modo es necesario configurar además de los parámetros descritos en el modo cliente, la dirección IP del servidor y el puerto por el que escucha.

**Figura 21. Funcionamiento en modo cliente del WIZ110SR**



**Fuente:** WIZNET 2008. WIZ110SR User Manual. [en línea]. [Consulta: 20 de Septiembre 2014]. Disponible en: [ftp://ftp.efo.ru/pub/wiznet/WIZ110SR/WIZ110SR\\_User\\_Manual\\_V2.0.pdf](ftp://ftp.efo.ru/pub/wiznet/WIZ110SR/WIZ110SR_User_Manual_V2.0.pdf). p. 12.

- **Modo Combinado:**

En este modo, el WIZ110SR funciona como servidor y está a la espera de alguna petición de conexión, sin embargo si alguna comunicación serial se realiza antes de cualquier petición de usuario, este dispositivo cambia inmediatamente a modo cliente y hace la petición a la dirección del servidor que tenga configurado. La prioridad en este modo es la de funcionar como servidor. Este modo puede llegar

a ser útil cuando alguna emergencia se produce en el dispositivo y se quiere alertar al centro de control.

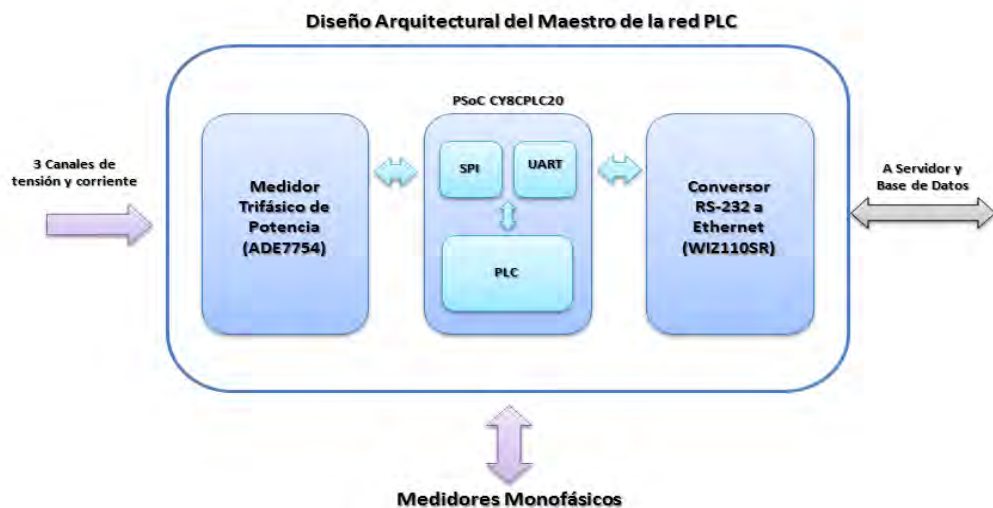
## 5. DESCRIPCION POR BLOQUES DE LA SOLUCION PROPUESTA

### 5.1 MAESTRO DE LA RED PLC

El maestro de la red PLC está conformado por 3 bloques funcionales (ver Figura 22): El medidor trifásico de potencia ADE7754, el microcontrolador PSoC CY8CPLC20 y el conversor serial a Ethernet WIZ110SR.

- El medidor trifásico de potencia ADE7754 tiene 6 canales análogos; tres para medir corriente y tres para medir tensión, su tarea fundamental es calcular la potencia entregada por el transformador de distribución y funciona como un periférico adicional para el PSoC.
- El PSoC CY8CPLC20 como componente principal del maestro de la red PLC, está dotado de tres módulos de comunicación que son SPI, UART y PLC. Mediante SPI controla al medidor trifásico ADE7754, por comunicación PLC se comunica con la red de sensores monofásicos para recolectar los datos y a través de UART se comunica con el módulo WIZ110SR.
- El conversor serial a Ethernet WIZ110SR también es un periférico para el PSoC que le facilita la conexión con el centro de control de la información haciendo uso de internet.

**Figura 22. Descripción detallada del maestro de la red PLC**

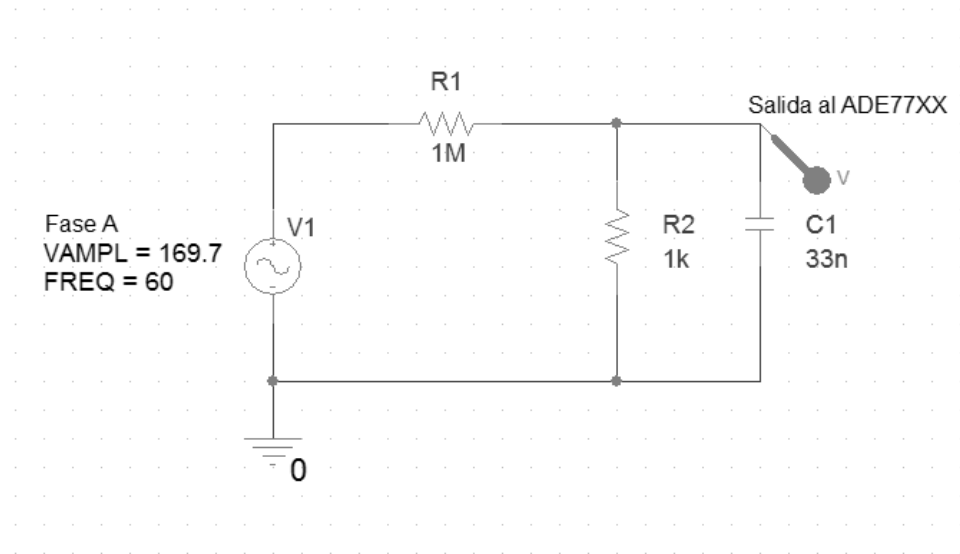


**5.1.1 Medidor Trifásico De Potencia.** Este bloque consta de un sensor de corriente CS2106, una red de atenuación resistiva y un circuito integrado ADE7754.

Haciendo uso de la ecuación de divisor de tensión, se hallan las dos resistencias que conforman la red de atenuación resistiva:  $1\text{ M}\Omega$  y  $1\text{ K}\Omega$ . Con estos valores los valores de tensión de salida y corriente son de  $169.7\text{ mV}$  y  $169.5\text{ uA}$ . A esta red se le suma un filtro anti-aliasing de  $4.8\text{ KHz}$  como frecuencia de corte. En la Figura 23, se muestra el esquemático del circuito para el sensado de la tensión.

Para hacer uso del sensor de corriente CS2106 es necesario calcular la resistencia  $R_T$  utilizada para establecer un voltaje representativo a la intensidad que circula por el devanado secundario del transformador. Usando la Ecuación 14, y teniendo en cuenta que el máximo valor de voltaje de entrada del ADE7754 es  $1\text{Vpp}$ ,  $R_T$  es de  $10\Omega$ .

**Figura 23. Esquemático sensado de tensión**



**5.1.2 Circuito Integrado ADE7754<sup>28</sup>.** Es un medidor polifásico de energía eléctrica compatible con múltiples tipos de conexión como trifásico de 3 y 4 hilos, de muy alta exactitud, con menos del  $0.1\%$  de error en la medición sobre un rango

<sup>28</sup> ANALOG DEVICES 2003. Polyphase Multifunction Energy Metering IC with Serial Port ADE7754. Estados Unidos (NORWOOD) [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: [http://www.analog.com/static/imported-files/data\\_sheets/ADE7754.pdf](http://www.analog.com/static/imported-files/data_sheets/ADE7754.pdf).

dinámico de 1000 a 1. Entrega datos como potencia activa, potencia aparente, tensiones RMS, corrientes RMS, detección de picos tanto para corriente como para tensión, muestras de las formas de onda de cada uno de los canales disponible (6 canales, 3 de corriente y 3 de tensión) a diferentes frecuencias de muestreo 3.3KSPS, 6.5KSPS, 13 KSPS y 26 KSPS. Posee una interface serial SPI, una interrupción y un pin de salida en frecuencia para propósitos de calibración lo cual permite un acople perfecto con micro controladores externos para hacer de este dispositivo un medidor autónomo con posibilidades de almacenar la información en centros de monitoreo.

Este circuito integrado fue seleccionado de entre todos los medidores polifásicos que ofrece la compañía Analog Device por las siguientes características:

- Los únicos empaquetados que ofrecen para estos circuitos integrados son el empaquetado tipo SOIC y el tipo LFCSP. De estas dos opciones la más recomendable por facilidad de implementación en diseños PCB es la tipo SOIC que no requiere de soldaduras tan complejas como las de tipo LFCSP y se puede realizar de forma artesanal.
- Las interfaces de comunicación que ofrecen para interactuar con estos circuitos integrados son SPI, I2C y pines de salida con frecuencia proporcional a la variable medida. Esta última es la menos favorable porque reduce el número de variables a medir, basta con tener ya sea SPI o I2C porque así se tendría acceso a todos los registros internos del medidor y por ende una mayor posibilidad de monitorear más variables con un mismo integrado.
- Teniendo en cuenta los criterios anteriores y adicionando el criterio de selección por costos, los circuitos integrados más óptimos para este proyecto serían el ADE7754 y el ADE7758. Se descartó este último porque tenía las mismas especificaciones que el ADE7754 pero era más costoso.

**5.1.2.1 Calibración del ADE7754.** Por ser un medidor trifásico se deben realizar tres calibraciones, una para cada fase y se deben realizar individualmente. Con el fin de facilitar su manipulación, este circuito integrado posee unos registros internos de configuración que son controlados por el usuario, a través de la comunicación SPI. Estos registros son el registro OPMODE, GAIN, MMODE y WATTMODE.

- Calibración de Ganancia

El primer paso es definir una frecuencia de salida en el pin CF, para ello se debe seleccionar una constante que relacione la cantidad de pulsos necesarios para contabilizar 1 KWh y utilizar un punto de medición con un tensión y una corriente definida. Para este caso se trabajó con una tensión de línea de 116.8 Voltios, una carga resistiva que proporcionó una corriente de 1.204 Amperios y la constante del medidor se escogió de 6400 (imp/KWh).

$$CF = (116.8) * (1.204) * \left(\frac{6400}{1000 * 3600}\right)$$

$$CF = 0.25 \text{ Hz}$$

La relación anterior lo que hace es multiplicar la corriente por la tensión dada en la carga resistiva para tener la potencia activa instantánea, luego se multiplica por la constante deseada expresada en watts y segundos para de esta forma encontrar la frecuencia deseada.

El siguiente paso es obtener de cada una de las fases el valor de 0.25 Hz en el pin CF para la misma carga resistiva, en este caso los registros CFNUM y CFDEN son los que entran en juego para poder lograrlo y finalmente los registros AWGAIN, BWGAIN y CWGAIN se utilizan para hacer ajustes finos de la frecuencia deseada.

Al medir la frecuencia en el pin CF con un valor de 1 en el registro CFNUM y un valor de 0x3F en el registro CFDEN se obtuvo una frecuencia de 11.23 Hz. Lo cual indica que el valor de CFDEN no es el adecuado y se debe aumentar. Para saber en cuanto debe de ser la proporción de dicho aumento se debe dividir esta frecuencia obtenida por la frecuencia deseada.

$$CFDEN = \frac{11.23}{0.25} * 63 = 2829.96$$

El valor representativo de 2829 en hexadecimal es el 0xB0D, el cual se debe configurar en el registro CFDEN del medidor.

Para los ajustes finos se deben utilizar los registros AWGAIN, BWGAIN y CWGAIN. Estos registros se deben de configurar porque no todos los transductores son iguales y las tolerancias de los componentes usados en cada uno de los canales puede variar y afectar la medición, con estos registros se pueden disminuir y minimizar los errores de este tipo.

La metodología a aplicar es la misma, medir la frecuencia de salida del pin CF para cada fase y aplicar esta fórmula:

$$XWGAIN = \left( \frac{CF_{deseado}}{CF_{medido}} - 1 \right) * 2^{12}$$

Figura xx. Ecuación 15

Donde x es la fase donde se está haciendo la medición. En resumen los valores calculados para AWGAIN, BWGAIN y CWGAIN son 0x15, 0x29 y 0xFED respectivamente. El valor del CF medido después de esta calibración es de 0.2512 Hz para cada uno de las fases.

- Calibración De Fase

En mediciones de potencia activa, mantener a la tensión y a la corriente en un ángulo de fase constante resulta un problema crítico, ya que cualquier error inducido por un desfase tan pequeño como 0.5 grados puede ocasionar errores del 1.5% en la medición. Para factores de potencia igual a 1, esto no significa un problema pero con factores de potencia bajos como uno de 0.5 el problema tiende a ser catastrófico, pues se pierde toda clase de confiabilidad sobre el medidor.

El desfase siempre es introducido por los transformadores de corriente (CT) que son los transductores para sensar la corriente. Teóricamente este tipo de transductores generan un desfase que oscila entre 0.5 y 5 grados como máximo. Para minimizar los errores de medición, este desfase debe desaparecer, lo cual se logra ya sea utilizando los registros internos del ADE7754 para compensación de fase o utilizando filtros pasivos RC para introducir desfases externos. El primero solo corrige desfases pequeños  $\pm 0.41$  grados para una frecuencia de 60 Hz, los filtros pasivos RC se utilizan para corregir desfases mucho más grandes.

En el proceso para corregir el desfase de los transductores CT es necesario realizar dos mediciones de potencia. Una de las medidas tiene que ser con un



factor de potencia igual a 1 y la otra con un factor de potencia igual a 0.5. En ambos puntos de medición se debe garantizar la misma tensión y corriente para la carga. El valor que se necesita capturar en dichas pruebas es el valor del registro LAENERGY para poder calcular el error y según esto realizar la corrección pertinente.

$$Error = \frac{\frac{LAENERGY(PF = 0.5) - \frac{LAENERGY(PF = 1)}{2}}{\frac{LAENERGY(PF = 1)}{2}} \quad \text{Ecuación 16}$$

$$Error = \frac{3050 - \frac{5525}{2}}{\frac{5525}{2}} = 0.1040$$

Como se puede observar el error es de 10.40%, para poder saber cuál de los dos métodos existentes se puede utilizar, es necesario estimar este error en grados.

$$phase\ error( ) = -\arcsin\left(\frac{Error}{\sqrt{3}}\right) \quad \text{Ecuación 17}$$

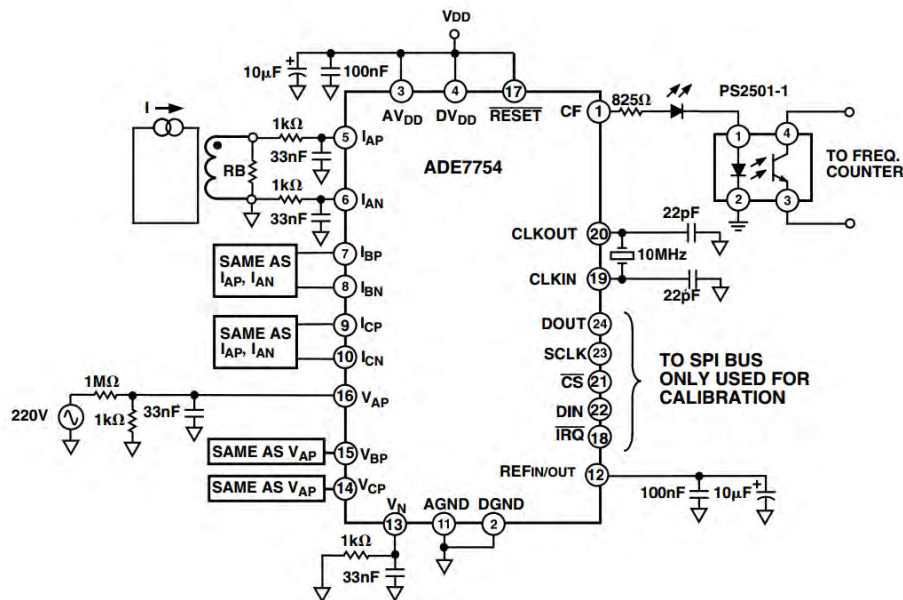
$$phase\ error( ) = -\arcsin\left(\frac{0.1040}{\sqrt{3}}\right) = -3.4447$$

Los 3.4447 grados negativos que se tienen como desfase no se pueden corregir con los registros internos de compensación de fase del ADE7754. Es necesario calcular un filtro RC para dicho propósito. Como parámetro de diseño se selecciona un condensador de 33nF y la resistencia que se necesita para lograr un desfase de 3.4447 grados es la siguiente:

$$desfase( ) = 90 - \tan^{-1}\left(\frac{1}{2\pi fCR}\right) \quad \text{Ecuación 18}$$

Despejando R de la expresión anterior se halla el valor de la resistencia que es de 4838 ohmios. Como en la práctica este valor no existe, se reemplaza por resistencias comerciales de 4.7 Kilo ohmios con un porcentaje del 1% de tolerancia.

**Figura 24. Esquemático del medidor trifásico.**



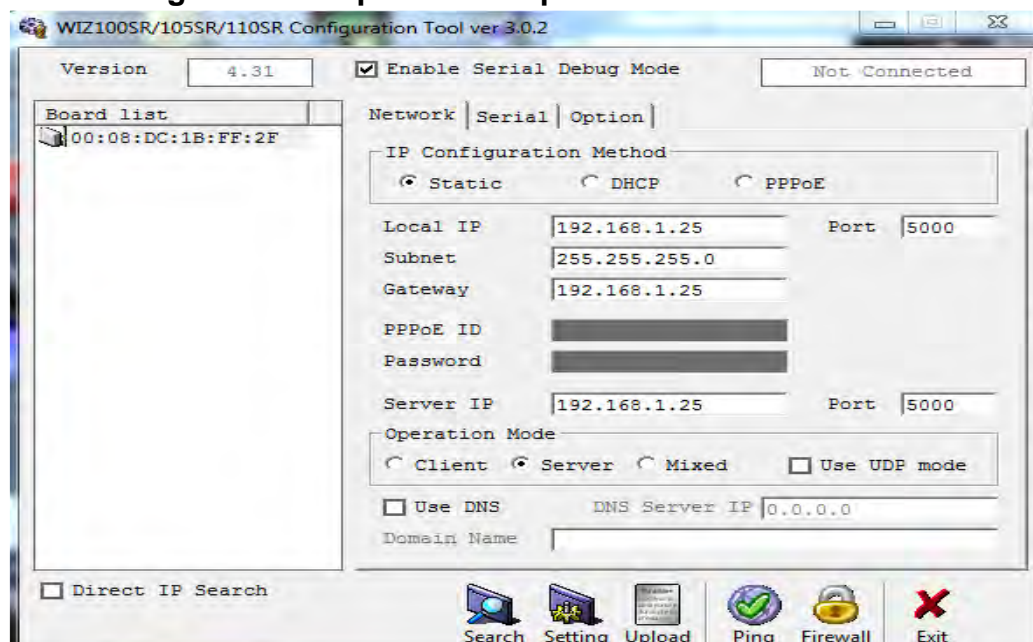
**5.1.5 Configuración del módulo conversor rs-232 a Ethernet WIZ110SR.** Para el correcto funcionamiento del módulo WIZ110SR se requiere únicamente de una configuración que se puede hacer manualmente a través de tramas de RS-232 o se puede realizar por software mediante su respectivo driver Configuration Tool versión 3.0.2. Con el software se configuran los siguientes parámetros:

- 66

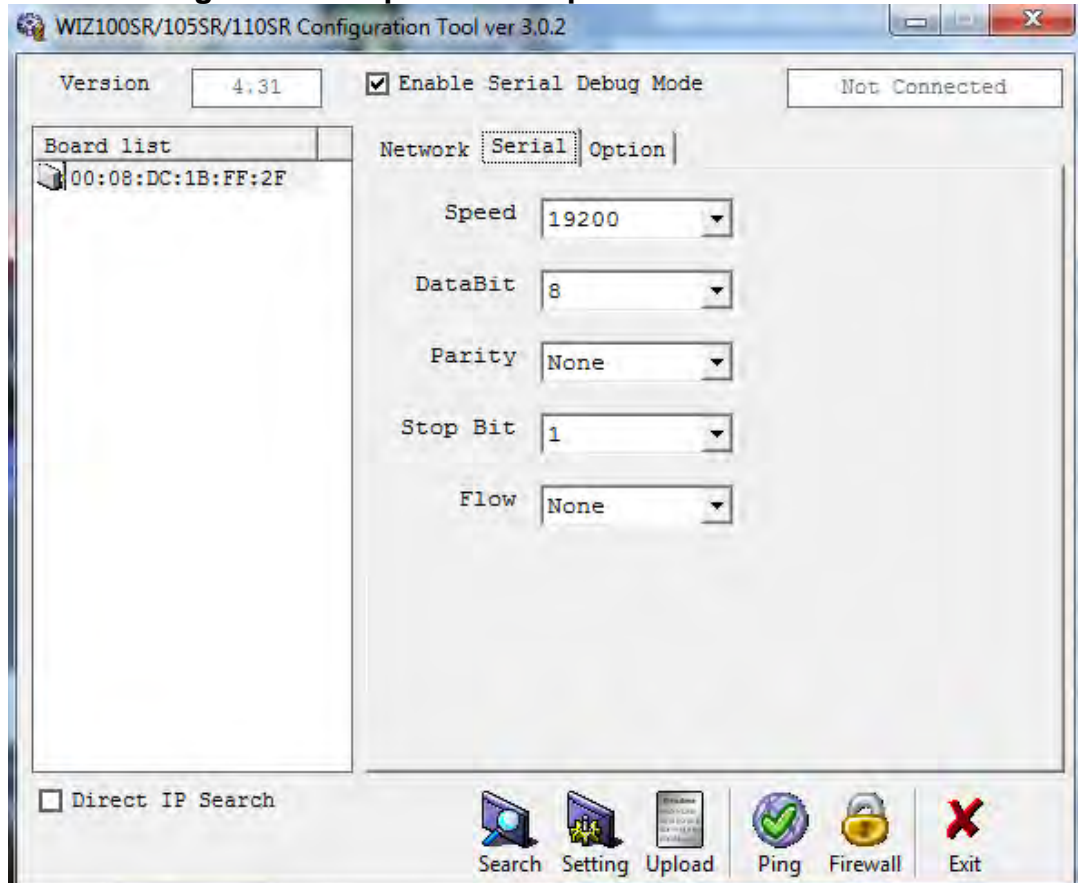
- La dirección IP del módulo será estática y sin servicio DHCP. Se asignó la dirección 192.168.1.25 y esta misma servirá como Gateway.
- Como servidor siempre atenderá las peticiones de conexión por el puerto 5000.
- Como cualquier dirección IP tipo C sin divisiones, su máscara de red será 255.255.255.0
- Para el protocolo RS232, es necesario establecer la velocidad de transmisión de los datos y el baud rate debe ser de 19200.
- Los datos a transmitir en la trama de RS-232 serán 8 bits y no tendrá bit de paridad.
- Se utilizará un bit de parada para la comunicación RS-232.
- No se utilizará control de flujo de datos en la comunicación serial.

Las Figura 25 y Figura 26 resumen la configuración del módulo WIZ110SR.

**Figura 25. Configuración de parámetros para Ethernet**



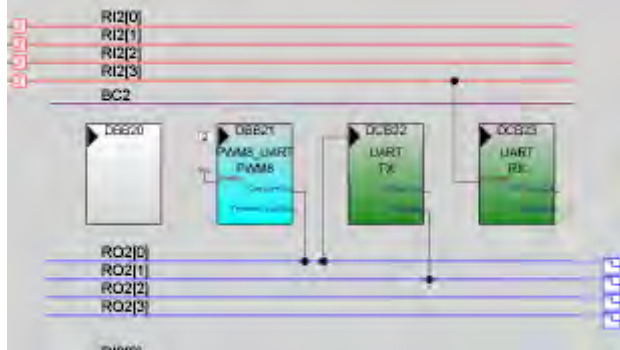
**Figura 26. Configuración de parámetros para RS-232**



**5.1.5.1 CHIP PSOC CY8CPLC20.** El chip o micro controlador de PSoC CY8CPLC20 es el módulo encargado de controlar los protocolos de comunicación SPI, PLC y UART. La comunicación SPI se utiliza para adquirir los datos del medidor trifásico de potencia, la comunicación PLC para recoger los datos de los medidores monofásicos y finalmente la comunicación RS-232 (UART) es el puente para enviar los datos hacia el centro de monitoreo.

- **Configuración comunicación UART:** Para utilizar el módulo de comunicación UART se necesitan tres bloques digitales del micro controlador, dos de ellos se encargan de manejar el protocolo UART, pues se necesitan un bloque para transmitir y otro para la recepción de datos; el tercer bloque se encarga de proporcionar el reloj necesario para que los dos bloques funcionen correctamente (ver Figura 27).

**Figura 27. Bloques digitales del PSoC CY8CPLC20 para la UART**



La velocidad de transmisión o baud rate tiene que ser de 19200. En PSoC para lograr esta velocidad se debe garantizar una frecuencia de reloj que sea 8 veces mayor con una tolerancia del 2%. Es decir que teóricamente la frecuencia debería de ser de 153.6 KHz, pero en la práctica el módulo PWM recibe como frecuencia de entrada 2 MHz y divide esta frecuencia hasta convertirla en 153846.15 Hz.

$$Frecuencia\ UART = \frac{VC2}{Period + 1} = \frac{2000000}{13} = 153846.15$$

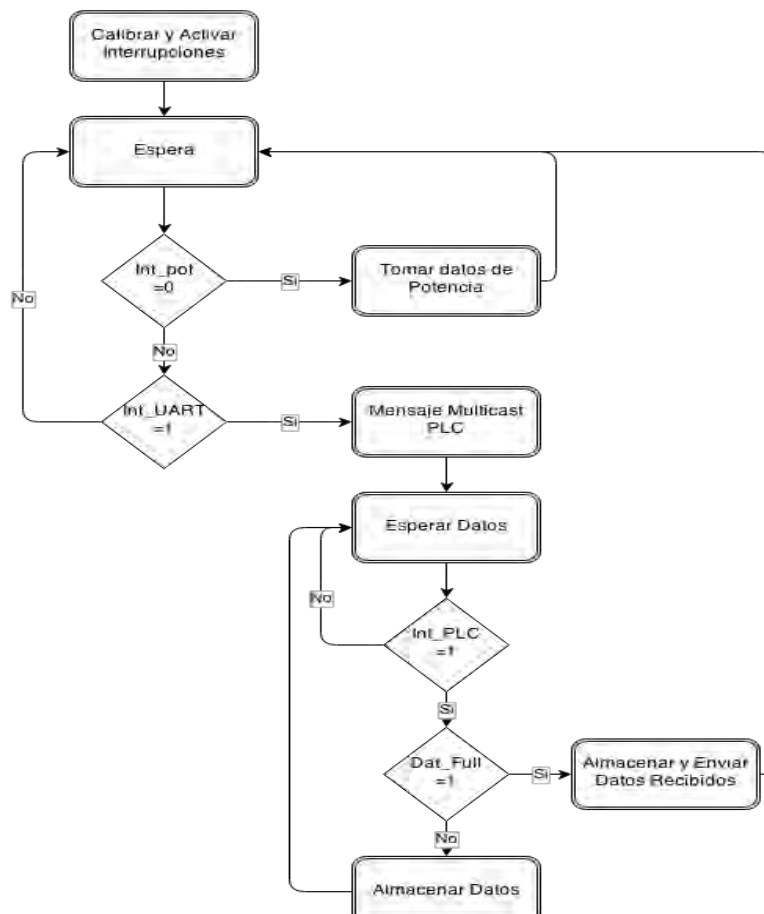
- **Configuración comunicación PLC:** El kit de desarrollo CY3274 fabricado por la compañía CYPRESS incorpora como componente principal el transceptor PLC CY8CPLC20, esto con el fin de aprovechar la flexibilidad y la configurabilidad que proporciona un sistema de la familia PSoC, dándole la posibilidad al usuario de correr su propia aplicación, mientras el módulo de usuario PLT controla el protocolo de red y la capa física de acceso y modem FSK. La cuál es la que permite el envío y la recepción de mensajes sobre las líneas de potencia.

Dentro de los parámetros más importantes de configuración están la velocidad de transmisión de datos que se escogió la máxima posible de 2400 bps, un nivel de umbral de ruido permitido de 87 dBuVrms, el tiempo permitido de espera cuando se encuentre la banda en uso (BIU) entre 85 y 115 mS, la ganancia de envío de 1.55 Vp-p y la ganancia de recepción de mensajes de 5 mVrms.

Cabe destacar que el direccionamiento lógico se hizo de 8 bits y se utilizó la configuración de grupo único para poder realizar mensajes multicast más fácilmente. La dirección lógica del módulo maestro por defecto es la 0x04 y la dirección de grupo es la 0x01.

- **Requerimientos del firmware para medidor trifásico:** El diagrama de flujo de la Figura 28 representa las funciones implementadas en el firmware del microcontrolador entre las que se encuentran:
  - Resetear el registro de acumulación de energía cada que el pin de interrupción del medidor ADE7754 se active y capturar su valor.
  - Estar atento a las órdenes de medición del servidor, una vez se dicte dicha orden, se debe enviar un mensaje multicast para la recolección de los datos de los medidores de potencia monofásica.
  - Enviar los datos recolectados al servidor para su respectivo almacenamiento en la base de datos.

**Figura 28. Diagrama de flujo del PSoC del medidor trifásico**



**5.1.6 Configuración comunicación SPI.** El único medio de acceso a los múltiples datos generados por el ADE7754 es a través del puerto SPI, el cual es un protocolo de comunicación serial ampliamente conocido y muy utilizado debido a que la gran mayoría de los microcontroladores actuales lo tienen implementado dentro de sus periféricos.

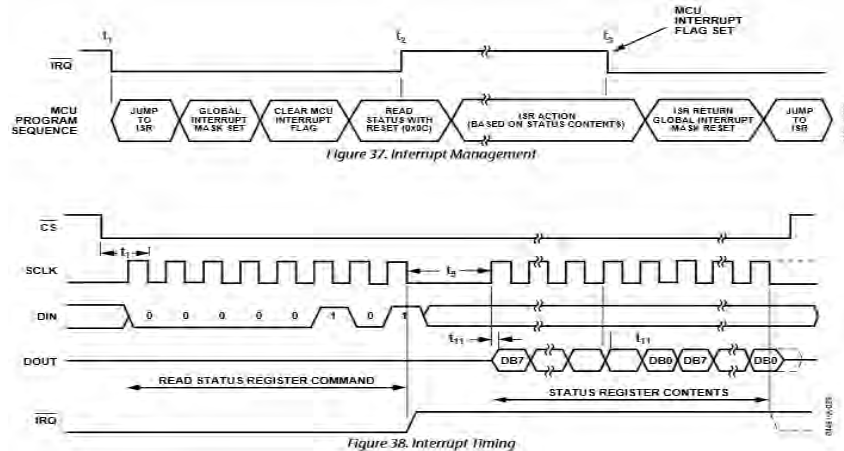
Este sistema está basado en la comunicación maestro-esclavo, por ende en este caso se configura al medidor ADE7754 como esclavo y atiende siempre a las peticiones del maestro o microcontrolador de la familia PSoC. En general los parámetros a configurar son los siguientes:

- La frecuencia de reloj se establece de 1 MHz.
- Cuando el canal de comunicación está en estado de reposo, es decir que no se encuentra transmitiendo, la señal de reloj debe estar siempre en nivel bajo.
- Los datos siempre deben de transmitirse del maestro hacia el esclavo durante las transiciones de nivel alto a nivel bajo o en los flancos de bajada de la señal de reloj.
- Los datos de entrada se muestrean en el final del tiempo del dato de salida.
- La señal del CS debe ponerse en bajo siempre que se quiera transmitir o recibir un dato.

En la Figura 29 se presenta el diagrama de tiempos que debe respetarse para establecer una comunicación exitosa con el ADE7754.

Además de estar monitoreando el protocolo de comunicación SPI, también se debe realizar una tarea adicional para complementar el funcionamiento del medidor ADE7763. Existe una interrupción denominada IRQ que se debe atender siempre que se produzca, ya que es la que informa cada que un dato está listo para ser capturado, realizar el cálculo de la potencia consumida y almacenar su valor en caso de ser requerido por el CDC

**Figura 29. Diagrama de tiempos para comunicación SPI**



**Fuente:** ANALOG DEVICES 2013. Single - Phase Active and Apparent Energy Metering IC ADE7763. [En línea]. [Consulta: 23 Octubre 2014]. Disponible en: [http://www.analog.com/static/imported-files/data\\_sheets/ADE7763.pdf](http://www.analog.com/static/imported-files/data_sheets/ADE7763.pdf).

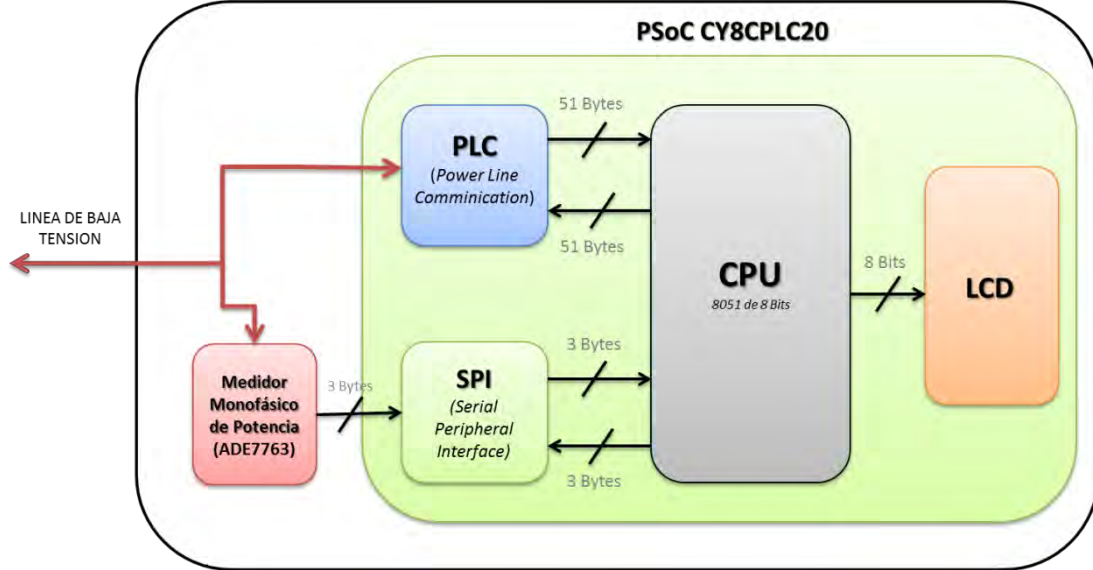
## 5.2 MEDIDOR MONOFASICO DIGITAL DE POTENCIA CON COMUNICACIÓN PLC

El Medidor Monofásico Digital de Potencia, basa su funcionamiento en cinco bloques operativos (ver Figura 30): el bloque PLC, SPI, la CPU, el LCD y el medidor monofásico de potencia ADE7763.

- El micro-controlador PSoC CY8CPLC20 incorpora los bloques PLC, SPI, CPU y LCD internamente. El PLC se encarga de enviar y recibir tramas a través de la línea de baja tensión; EL bloque SPI establece comunicación con el medidor monofásico y los bloques CPU y LCD se encargan del control de los procesos y de la visualización respectivamente.
- El medidor monofásico de potencia ADE7763 se encarga de hacer el cálculo de la potencia activa consumida por el usuario y enviar el valor vía SPI al PSoC CY8CPLC20.



**Figura 30. Diagrama de bloques del Medidor Monofásico de Potencia**



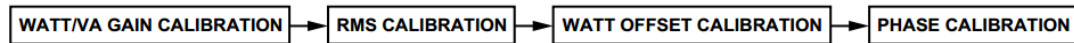
**5.2.1 Medidor monofásico de potencia.** Este subsistema cuenta con transductores de corriente, tensión y un circuito integrado de propósito específico para realizar el cálculo de la potencia activa consumida por el usuario residencial.

Se calcula un divisor de voltaje que reduzca la amplitud de la señal de 169,7057 Vpp a una inferior o igual a 1 Vpp, esto con el fin de garantizar los parámetros entrada permitida por el circuito integrado ADE7763. Al ser iguales las especificaciones de entrada del ADE7763 a las del ADE7754 utilizado para el cálculo de la potencia trifásica consumida, se usan los mismos valores de resistencia que en el caso del medidor del maestro de la red PLC junto con el filtro anti-aliasing de 4.8kHz. (Ver Figura 23). Para el sensor de corriente se calcula el valor de la resistencia  $R_T$  para la cual el transformador entrega un valor máximo de voltaje correspondiente a 1 Vpp. El valor de  $R_T$  es de 10Ω.

El integrado seleccionado para el cálculo de la energía consumida es el ADE7763 de la compañía Analog Device. Este es un dispositivo de alta precisión que contiene interfaz directa a transformadores de corriente. Entrega energía activa y aparente, forma de onda muestreada, corriente y tensión rms. Posee un error inferior al 0,1% en la medición de energía activa en un rango dinámico de 1.000 a 1 at 25 ° C. Además de umbral programables para picos de tensión de línea, calibración digital de Potencia, fase y offset.

**5.2.1.1 Calibración del ADE7763.** La Figura 31, muestra el proceso a seguir sugerido por el fabricante para calibrar el ADE7763. A continuación se presentan los cálculos y registros a ser modificados para cada uno de los pasos mostrados en la figura.

**Figura 31. Proceso de Calibración del ADE7763<sup>29</sup>.**



- **Calibración de ganancia de watt**

Al igual que en el caso del medidor trifásico, se define la tensión de línea, la corriente de base, y la corriente máxima soportada por el medidor monofásico. Adicional a esto, se selecciona la constante del medidor que es equivalente al número de impulsos entregados por el circuito integrado por cada KW/h consumido.

Se hace el cálculo del  $CF_{(Esperado)}$  fijando parámetros de funcionamiento como:

- Tensión de línea: 116,4  $V_{RMS}$
- Corriente de base: 1,413  $A_{RMS}$
- Corriente Máxima Medida: 20  $A_{RMS}$
- Constante del Medidor: 6400 imp/KWh

Y se obtiene que:

$$CF_{(Esperado)} = (116,4) * (1,413) * \left( \frac{6400}{1000 * 3600} \right)$$

$$CF_{(Esperado)} = 0,2923968 \text{ Hz}$$

Adicional a l valor del  $CF_{(Esperado)}$ , se halla el  $CF_{(Nominal)}$ , que corresponde a la frecuencia escalada con respecto a la máxima frecuencia entregada por el pin 11.

<sup>29</sup> Single - Phase Active and Apparent Energy Metering IC ADE7763. Op. Cit. Disponible en: [http://www.analog.com/static/imported-files/data\\_sheets/ADE7763.pdf](http://www.analog.com/static/imported-files/data_sheets/ADE7763.pdf).

$$CF_{Nominal} = 23kHz * \frac{1}{2} * \frac{1}{2} * \frac{I_B}{I_{Max}}$$

**Ecuación 19**

De la ecuación 15 se reemplazan las variables  $I_B$  e  $I_{Max}$  por 1,413A y 20A respectivamente. Como resultado se tiene que  $CF_{(Nominal)}=406,2Hz$ .

El paso a seguir es modificar los registros CFNUM y CFDEN de tal manera que por el pin 11 (CF) se pueda medir una frecuencia de 0,292Hz correspondiente al  $CF_{(Esperado)}$ . Se realiza el cálculo del registro CFDEN y se asume un valor de 1 para el registro del CFNUM.

$$CFDEN = \frac{CF_{Nominal}}{CF_{Esperado}} - 1 = 1388$$

Finalmente, después de medir la frecuencia entregada por el integrado en el pin 11 (CF), se calcula el registro WGAIN a partir de la ecuación 16, con el que se hace un ajuste fino de la frecuencia del ADE7763.

$$WGAIN = \left( \frac{0,2923968 \text{ Hz}}{0,5617} - 1 \right) * 2^{12} = -1964$$

Todos los valores calculados son enviados al ADE7763 a través de comunicación SPI por el microcontrolador CY8CPLC20.

- **Calibración de fase**

Al igual que con el caso del ADE7754, es necesario mantener a la tensión y a la corriente en un ángulo de fase constante para hacer la compensación de fase a través de los registros del ADE7763 o utilizar filtros pasivos RC externos.

Para la corrección del desfase, se hacen dos mediciones utilizando factores de potencia distintos: La primera con un factor de potencia igual a 1 y la segunda con un factor de potencia igual a 0.5. En ambos puntos de medición se debe garantizar la misma tensión y corriente para la carga. Se captura el valor del registro

LAENERGY para poder calcular el error y según esto realizar la corrección pertinente.

A partir de la ecuación 12 encontrada en el apartado 3.1.1.1.3.2, y los valores del registro LAENERGY tomados de las mediciones para los dos valores de factor de potencia se tiene que:

$$Error = \frac{3046 - \frac{5523}{2}}{\frac{5523}{2}} = 0.1030$$

El error en la medición del dispositivo es en este caso de 10.30%, luego se calcula el error de fase para analizar la posibilidad de corrección por los registros destinados para este fin por el fabricante.

Utilizando la ecuación 13, se calcula el error de fase en grados:

$$phase\ error( ) = -\arcsin\left(\frac{0.1030}{\sqrt{3}}\right) = -3.409223$$

Al igual en el caso del medidor trifásico, es necesario calcular un filtro RC para corregir estos  $-3.409223^\circ$ . Se selecciona un condensador de 33nF y se calcula la resistencia necesaria con la ecuación 14.

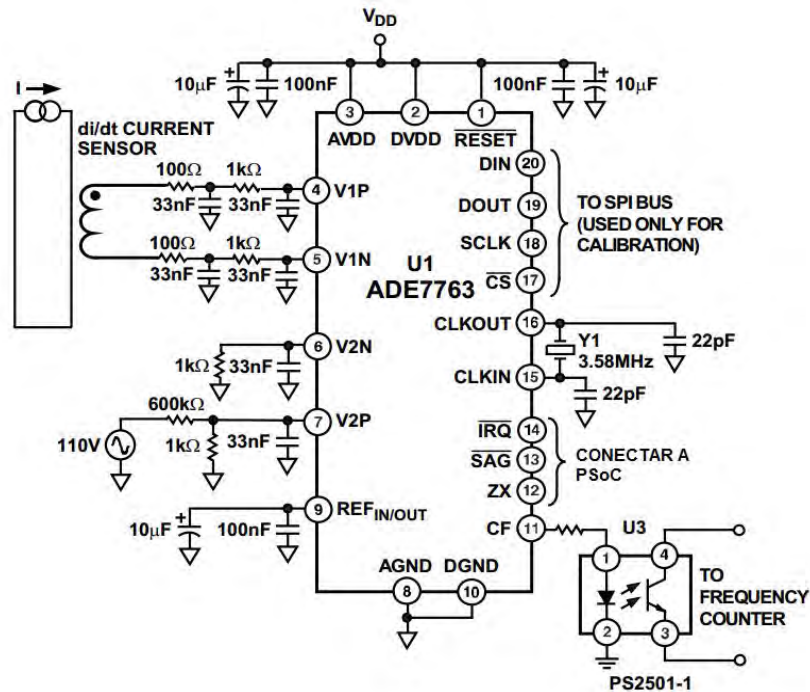
$$desfase( ) = 90 - \tan^{-1}\left(\frac{1}{2\pi * 60 * 33nF * R}\right) \quad \text{Ecuación 20}$$

Al despejar R de la ecuación anterior, la resistencia resultante es de aproximadamente 4,7kΩ. El circuito RC calculado es implementado a la entrada de los pines correspondientes a la corriente sensada 4 y 5.

**5.2.1.2 Esquemático de la tarjeta.** En la Figura 32 se encuentra el diseño final del diagrama esquemático para el medidor de potencia monofásico. En él se encuentran los bloques correspondientes a los sensores de tensión y corriente con sus respectivos filtros RC de corrección de fase y anti-aliasing. También contiene

el cristal necesario para el funcionamiento del ADE7763 y una salida opto acoplada para obtener la frecuencia de la onda cuadrada generada por la potencia consumida por la carga.

**Figura 32. Esquemático del medidor monofásico**

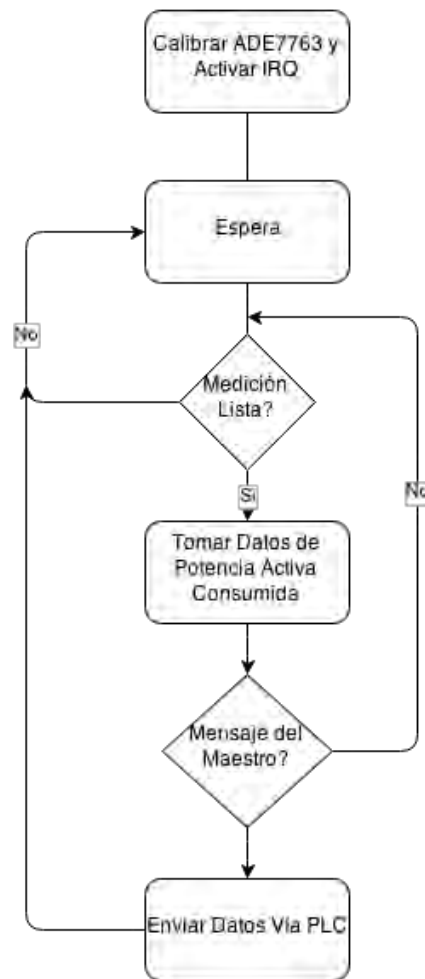


**Fuente:** Single - Phase Active and Apparent Energy Metering IC ADE7763. Op. Cit. [En línea]. [Consulta: 23 Octubre 2014]. Disponible en: [http://www.analog.com/static/imported-files/data\\_sheets/ADE7763.pdf](http://www.analog.com/static/imported-files/data_sheets/ADE7763.pdf).

**5.2.1.3 Requerimientos Del Firmware Para Medidor Monofásico.** El diagrama de flujo de la Figura 33Figura 28 representa las funciones implementadas en el firmware del microcontrolador entre las que se encuentran:

- Fijar en los registros del circuito ADE7763 sus parámetros de calibración.
- Leer los datos de la potencia activa cuando estén listos.
- Enviar la información obtenida del ADE7763 vía PLC al maestro cuando este haga la petición.

**Figura 33. Diagrama de flujo del firmware para medidor monofásico.**

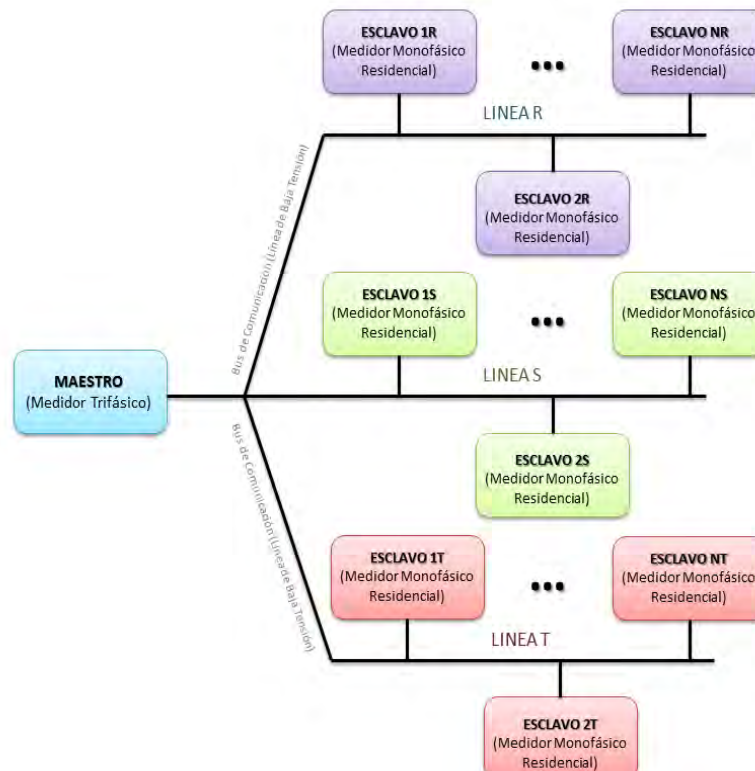


**5.2.2 Topología de la red PLC.** La topología del sistema de red eléctrica residencial está constituida por un punto de distribución de energía y múltiples consumidores que se conectan a este. De manera analógica, cada una de las líneas de baja tensión, R, S y T se comportan como fuentes de energía de las cuales toman el recurso las instalaciones domiciliarias.

Las compañías prestadoras del servicio de electricidad, optan por optimizar estas redes haciendo que a cada línea de distribución se conecten el mismo número de usuarios para que esta quede balanceada y minimizar pérdidas. De acuerdo a estos lineamientos, y teniendo en cuenta que los MMPA se encuentran instalados en las residencias, estos comparten el mismo bus de datos dependiendo de la línea de baja tensión al cual se conecten.

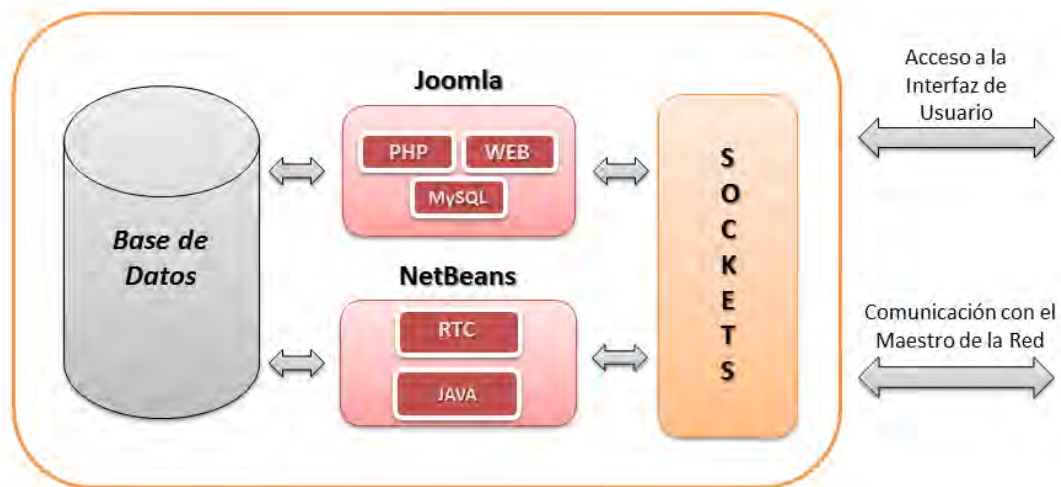
La topología escogida para el sistemas es la de Bus distribuido como lo muestra la Figura 34, debido a que individualmente R, S y T se comportan como un bus de datos para la comunicación PLC y convergen hacia el transformador de distribución, el cual internamente conecta estos tres buses a través de sus devanados internos, facilitando la comunicación entre el maestro de la red con los dispositivos conectados en los tres buses.

**Figura 34. Topología de red de los medidores de potencia**



**5.2.3 Centro de control de la información.** Como se puede apreciar en la Figura 35, el centro de control de la información tiene un servidor dedicado que realiza dos funciones fundamentales. Por un lado atiende a las peticiones de los usuarios que deseen ingresar a la plataforma para observar su consumo de energía y ofrece al administrador de la red todos los datos pertinentes para analizar si existen conexiones ilícitas. Por otro lado, tiene un bloque que se encuentra paralelamente capturando las mediciones de potencia y actualiza la base de datos con los nuevos valores.

**Figura 35. Descripción detallada del centro de control**



La plataforma se diseñó en Joomla, un servidor que facilita la implementación de todo el sistema pues tiene integrado todo lo necesario para crear páginas web, proporciona PHP, MYSQL y la facilidad de gestionar la plataforma de una forma rápida y segura.

El módulo que recibe la información de los medidores, tiene un RTC (Real Time Clock) para subir los registros a la base de datos con una fecha y hora de la medición. A través de un socket en código JAVA se hace la petición de los datos en un intervalo configurable de tiempo.

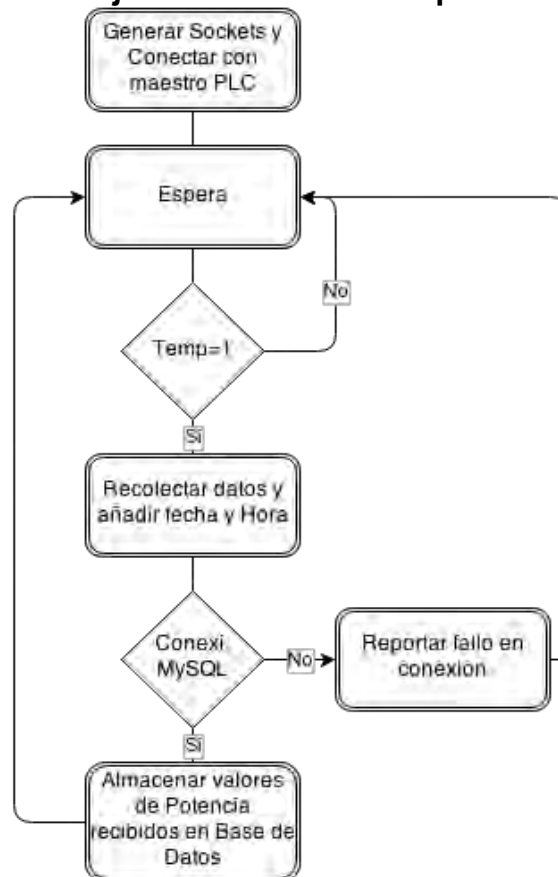
**5.2.3.1 Requerimientos del firmware del recolector de datos del servidor.** En el diagrama de flujo de la Figura 36, se representa el funcionamiento del Hardware utilizado para recibir los datos del maestro de la red. Entre las acciones a realizar por este se encuentran:

- Generar los sockets para la conexión con el maestro de la red PLC a la dirección IP 192.168.1.25 por el puerto 5000.
- Enviar la orden de recolección de datos al maestro de la red PLC cada que el tiempo establecido por el administrador de la plataforma se cumpla.
- Recibir los datos y añadirle la hora de medición.



- Realizar la suma de las mediciones monofásicas y subir los datos a la plataforma.

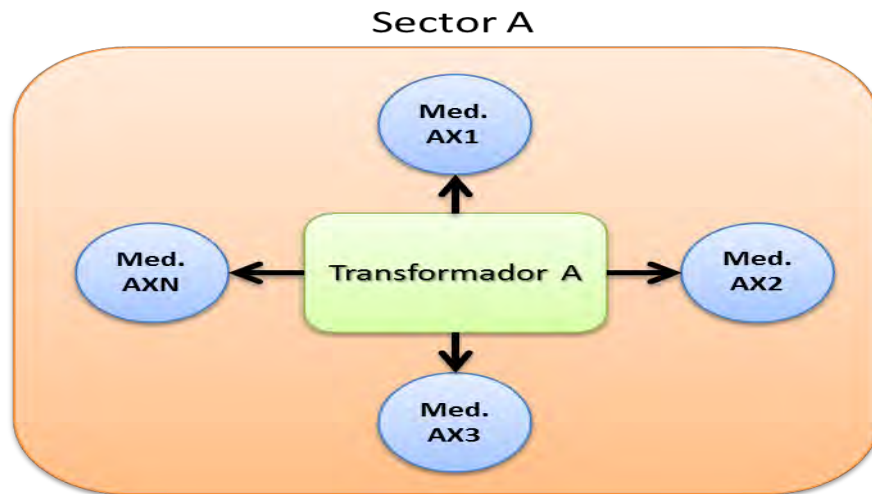
**Figura 36. Diagrama de Flujo del Sistema de Adquisición de Datos**



**Sistema de codificación de los usuarios.** El sistema de codificación creado para la sectorización de los usuarios conectados lícitamente al servicio de electricidad, se compone de una trama de 8 bits en los cuales se representa el número del medidor instalado y el del transformador al cual está conectado. La

**5.2.3.2** Figura 37 muestra la manera como se genera el código para cada uno de los medidores y para los sectores de acuerdo al número de identificación del transformador.

**Figura 37. Codificación de sectores, transformadores y medidores.**



Según la Figura 37, el número de transformador y el código de sector es el mismo, mientras que el ID de los medidores está compuesto por el sector y la serie que le corresponde.

Finalmente, se implementó una base de datos en la que se relacionaron la información de cada usuario con el transformador al cual estaban conectados y el número de serie de su medidor instalado. De esta manera se logró condensar de manera organizada todas las mediciones realizadas por el sistema e identificar a que usuario pertenecían.

## **6. RESULTADOS**

Se realizaron dos tipos pruebas:

- Pruebas de medición para garantizar la exactitud de cada uno de los medidores ya sea trifásico o monofásico teniendo en cuenta la medición de un equipo patrón.
- Pruebas para evaluar el funcionamiento del sistema global y analizar si se detecta o no las conexiones fraudulentas.

Para presentar los resultados obtenidos en las primeras pruebas de se utilizó la guía GTC 115 de las normas ICONTEC que habla sobre incertidumbres en la medición, es importante mencionar los tipos de incertidumbre que se tuvieron en cuenta:

Tipo A: Es la incertidumbre concerniente a la desviación estándar del equipo bajo prueba.

Tipo B1: Es la incertidumbre que genera la precisión del equipo patrón.

Tipo B2: Es la incertidumbre que arroja la resolución del equipo patrón.

Tipo B3: Es la incertidumbre que arroja la resolución del equipo bajo prueba.

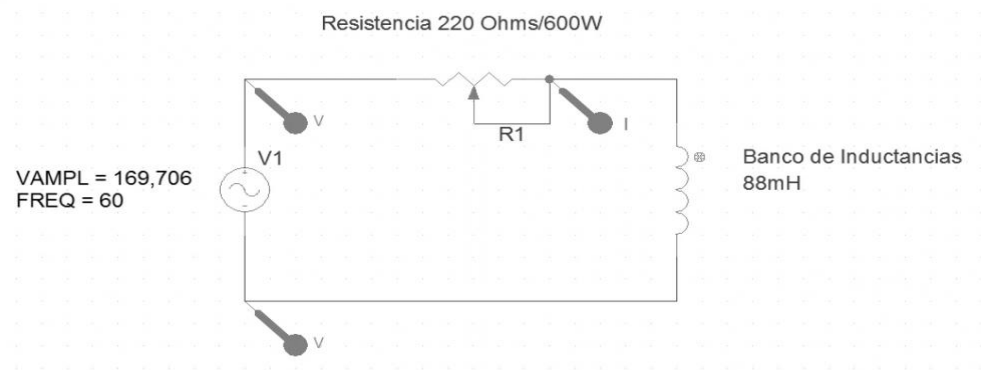
A partir de las incertidumbres anteriores se calcula una incertidumbre combinada, a la cual se le calculan los grados efectivos de libertad para llegar a una incertidumbre expandida que es la que se reporta siempre en un certificado de calibración.

### **6.1 PRUEBAS DE EXACTITUD Y PRESICION DE LOS DISPOSITIVOS DISEÑADOS**

Después del proceso de calibración y puesta a punto de los equipos de medición para el sistema de detección de robos, se procede a hacer una series de pruebas con el fin de obtener un porcentaje de error en la medición efectuada por cada uno, contrastándola con la medida arrojada por el Analizador de calidad de energía trifásico PQA 824, de la compañía HT Instruments.

El Test aplicado a todos los equipos implementados, tanto monofásicos como trifásicos, se basa en la sub-medición de potencia activa. Esto se logra monitoreando el consumo de la carga con el analizador PQA 824 y el medidor construido. Tomando una resistencia variable y un banco de inductancias conectadas en serie, se modifica el ángulo de desfase entre el voltaje y la corriente que viaja por el circuito (ver Figura 38Figura 38. Diagrama de conexión del circuito de prueba), con el fin de evaluar el desempeño de los medidores sin importar la calidad de la energía de la red eléctrica.

**Figura 38. Diagrama de conexión del circuito de prueba.**



Una consideración importante a la hora de establecer los puntos de medición, es conocer los efectos que poseen los elementos activos presentes en el circuito, y la manera como estos influyen en el ángulo de desfase entre las variables medidas. En el caso de la bobina, se adelanta la corriente con respecto al voltaje, por lo que el ángulo varía cuando los puntos de medición son ubicados entre la bobina y tierra.

**6.1.1 Test De Sub-Medición Para Sistema Monofásico.** Los datos obtenidos del Test de sub-medición para el sistema monofásico se encuentran en las tablas contenidas en el Anexo A. Se realizaron 4 pruebas, cada una de 10 mediciones por factor de potencia seleccionado.

Se promediaron los datos, se calculó la desviación estándar, el error estándar y porcentual de cada una de las pruebas, con el fin de determinar la precisión de los medidores monofásicos fabricados y su exactitud con respecto al patrón seleccionado.

De acuerdo con lo expuesto en el Cuadro 3, el promedio del error porcentual en la medición del dispositivo es cercano al cero, lo que indica que es pequeña la diferencia con respecto al analizador de red aunque la precisión se ve afectada por la fluctuación de la tensión RMS en la red eléctrica y la variación del factor de potencia. Estas variables hacen que la dispersión de los datos tomados sea mayor. Sin embargo, para el caso puntual de la medición de potencia en zonas residenciales, PF menores a 0.9 son extraños de encontrar por el tipo de carga que se encuentran ellas.

**Cuadro 3. Promedio de mediciones Monofásicas con respecto al patrón.**

Promedio Medición Patrón (W)	Promedio Medición Monofásico (W)	Error Estándar	Error Porcentual (%)	Factor de Potencia
138,2	138,2	0,04	0,000	1
97,3	97,2	0,02	0,001	0,83
184,3	184,4	0,03	0,000	0,67
95,1	95,2	0,03	-0,001	1

Finalizado el análisis comparativo con respecto al patrón de calibración, se procedió a hacer el cálculo de la incertidumbre expandida del medidor monofásico para así determinar el intervalo de confianza dentro del cual el dispositivo entregara el estimado más aproximado al valor nominal del consumo de potencia escogido para la prueba. Arbitariamente se seleccionó la primera prueba contenida en la Cuadro 9 del Anexo A, de ella se tomaron los datos del promedio de las mediciones tanto del patrón como del dispositivo construido, así como la incertidumbre (error estándar) del Equipo Bajo Prueba (EBP). Otros datos relevantes para la realización de estos cálculos fueron:

- Precisión del Equipo Patrón (EP): 0.1% (Tomado del certificado de calibración del equipo).
- Resolución del EP: 0.1W
- Resolución del EBP: 0.1W

Con estos valores y utilizando la guía GTC 115 de ICONTEC, se hallaron las incertidumbres Tipo B concernientes a la precisión y resolución del EP, la resolución del EBP y la incertidumbre Tipo A proveniente del error estándar del EBP. El resultado de las operaciones se presenta en el Cuadro 4.

**Cuadro 4. Cálculo de incertidumbres Tipo A y B para medidor Monofásico.**

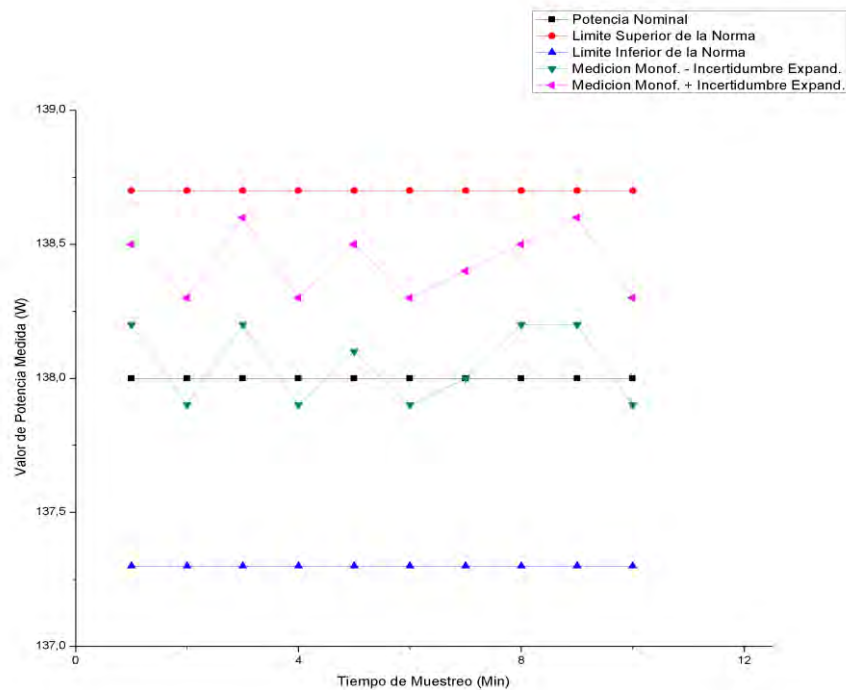
Calculo de la Incertidumbre Expandida Para el Monofásico (W)	
$\mu B1$ (Precisión del EP)	0,079772487
$\mu B2$ (Resolución del EP)	0,028867513
$\mu B3$ (Resolución del EBP)	0,028867513
$\mu C$ (Incertidumbre Comb.)	0,097935385
Verif. de Lib.	133,4008779
$\mu Exp.$	0,19587077

La incertidumbre combinada es el producto de todas las incertidumbres Tipo A y B pero solo da un intervalo de confianza aproximado del 68%, para esto se verifica los grados de libertad y se asume una distribución estadística llamada T de Student, que permite el estudio de conjuntos de muestras pequeños. Con estas dos herramientas se halla el valor de cobertura K, que extiende el intervalo de confianza a un porcentaje mayor del total de las muestras en estudio. El valor de K fue multiplicado por la incertidumbre combinada para encontrar la expandida. (Ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

El paso a seguir fue verificar que el medidor se encontraba dentro de la norma NTC 2147, que establece que el equipo de clase 0.5 debe cumplir con una incertidumbre en la medición igual o menor que el 0.5% del valor nominal. Para esto, se generó una gráfica que relaciona los datos tomados con  $\mu Exp$  y los límites fijados por la norma alrededor del valor nominal de potencia escogido para la prueba. Ver Figura 39.

En la Figura 39, el valor nominal de la potencia escogida se representa con la línea negra en la mitad de la gráfica, la línea roja es el valor de la potencia nominal más el 0.5% de su magnitud, mientras que la azul es la nominal menos el 0.5%; estas dos líneas conforman los límites superior e inferior de la norma y alrededor del valor nominal aparecen las líneas correspondientes a los datos tomados en la prueba, a los que se les ha sumado y restado la incertidumbre expandida. Según la figura anteriormente mencionada, el medidor monofásico cumplió con la restricción de la norma NTC 2147.

**Figura 39. Datos tomados para el medidor monofásico con límites de error e incertidumbre expandida incorporados.**



**6.1.2 Test De Sub-Medición Para Sistema Trifásico.** El Test realizado para el sistema de medición trifásico, varió un poco con respecto al monofásico, debido a que en este caso existen 3 fases a las cuales se les monitorea el consumo, por lo cual es necesario colocar 3 cargas RL como las de la Figura 38 en cada una de las líneas de baja tensión y de esta manera simular el comportamiento de la carga vista por el transformador de distribución.

Los datos obtenidos del sistema trifásico se encuentran en las tablas contenidas en el Anexo B. Se realiza de igual manera los cálculos para hallar los errores y el promedio de todas las pruebas.

De acuerdo con el Cuadro 5, el rango de factores de potencia escogido para esta prueba fue entre 1 y 0,83, esto hace que la influencia de la calidad de la energía en la medición de la potencia consumida disminuya con respecto al análisis anterior. Sin embargo, cabe resaltar que la dispersión de los datos aumenta, pero no genera un gran impacto en la precisión del aparato.

**Cuadro 5. Promedio de mediciones Trifásicas con respecto al patrón.**

Promedio Medición Patrón (W)	Promedio Medición Trifásico (W)	Error Estándar	Error Porcentual (%)	Factor de Potencia
421,2	421,6	0,08	-0,001	1
378,2	378,2	0,03	0,000	1
281,3	281,4	0,07	-0,001	1
190,3	190,8	0,05	-0,002	0,83

Los datos de este proceso, se computaron para hallar la incertidumbre expandida, como se hizo en el literal anterior, apoyados en la guía GTC 115 de ICONTEC. En el Cuadro 6 se presentan los resultados del cómputo.

**Cuadro 6. Cálculo de incertidumbres Tipo A y B para medidor Trifásico.**

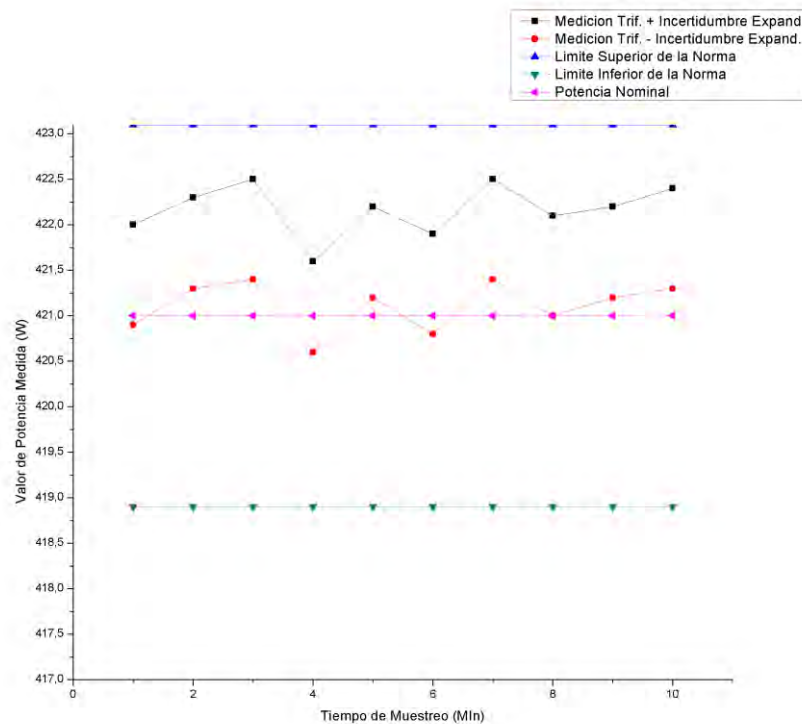
Calculo de la Incertidumbre Expandida Para el Trifásico (W)	
$\mu B1$ (Precisión del EP)	0,243185707
$\mu B2$ (Resolución del EP)	0,028867513
$\mu B3$ (Resolución del EBP)	0,028867513
$\mu C$ (Incertidumbre Comb.)	0,26161473
Verif. de Lib.	112,9636931
$\mu Exp.$	0,52322946

Para verificar que el medidor se encontraba dentro de la norma NTC 2147, se generó nuevamente una gráfica que relaciona los datos tomados con  $\mu Exp$  y los límites fijados por la norma alrededor del valor nominal de potencia escogido para la prueba. Ver Figura 40.

En la Figura 40, el valor nominal de la potencia escogida se representa con la línea negra en la mitad de la gráfica, la línea roja es el valor de la potencia nominal más el 0.5% de su magnitud, mientras que la azul es la nominal menos el 0.5%; estas dos líneas conforman los límites superior e inferior de la norma y alrededor del valor nominal aparecen las líneas correspondientes a los datos tomado en la prueba, a los que se les ha sumado y restado la incertidumbre expandida. Según la figura anteriormente mencionada, el medidor trifásico cumplió con la restricción de la norma NTC 2147.



**Figura 40. Datos tomados para el medidor trifásico con límites de error e incertidumbre expandida incorporados.**

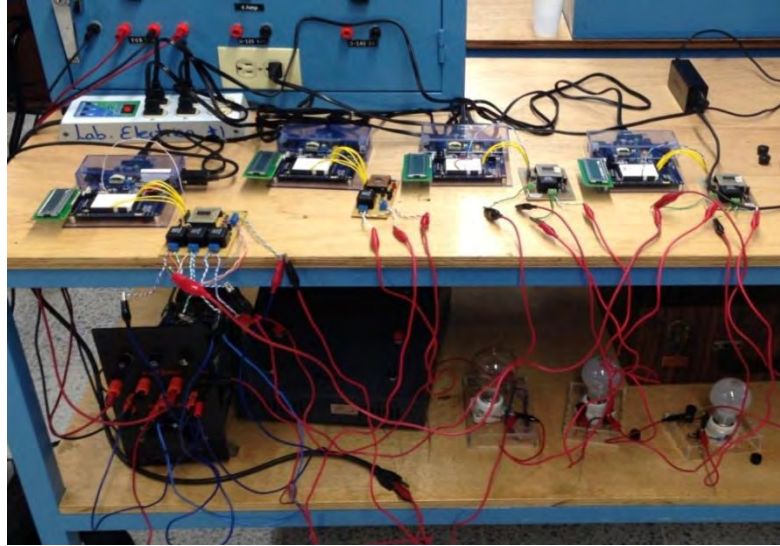


## 6.2 PRUEBA DETECCIÓN DE ROBOS CON EL SISTEMA COMPLETO

Se realizaron dos test a escala en donde se reemplazaron ciertos componentes de la red eléctrica como son el transformador de distribución y la carga perteneciente al usuario final para facilitar el montaje de los equipos y la manipulación de los parámetros a estudiar. El transformador de poste fue simulado con un Variac trifásico y el consumo residencial con cargas netamente resistivas entre 90W y 120W aproximadamente.

El servidor local fue conectado a través de ethernet al maestro de la red, y este a su vez al Variac trifásico. Los medidores monofasicos fueron ubicados uno en cada línea con su respectiva carga resistiva como se observa en la Figura 41; **Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

**Figura 41. Montaje final del sistema de detección de robos de energía.**



Dentro del portal WEB se crearon tres usuarios a los que se les asignó una zona, un código de transformador, un número de serie correspondiente a su medidor monofásico instalado y una contraseña de acceso para que pudiera ver su consumo a la fecha. Solo el administrador del portal puede ver la potencia entregada por el Variac y la consumida por todas las cargas resistivas.

**6.2.1 Test del sistema sin simulación de conexión ilícita.** En esta prueba, se alimentó la red a escala implementada sin modificarla y se realizaron tres mediciones de la potencia total trifásica y la potencia consumida en cada línea. Además, se programó en el servidor el algoritmo de detección de robos, el cual se basa en la resta de todos los consumos monofásicos y la medición trifásica registrada en el mismo instante de tiempo.

**Cuadro 7. Datos sensados sin simulación de conexión ilícita.**

	Monofásico 1 (W)	Monofásico 2 (W)	Monofásico 3 (W)	Total Monofásico (W)	Trifásico (W)	Error Porcentual (%)
Ensayo 1	91,0205	92,6817	121,3769	305,0791	304,6207	-0,1505
Ensayo 2	90,9016	92,6817	121,3769	304,9602	304,7414	-0,0718
Ensayo 3	91,2581	93,1827	121,3769	305,8178	305,7069	-0,0363

Al finalizar, se hizo una consulta en la base de datos donde se exporto el contenido del consumo y se condenso en el Cuadro 7. El error porcentual de cada uno de los ensayos no supero el 0.5%. Sin embargo, la magnitud del consumo a pesar de que se mantienen las mismas cargas, cambia entre ensayo a ensayo, lo que obedece a una variación en la tensión de la red eléctrica en ese momento.

**6.2.2 Test del sistema con simulación de conexión ilícita.** Se adiciona al sistema de la prueba anterior una carga de 100 Watts de potencia en una de las líneas de tensión monitoreadas por el medidor trifásico sin que sea detectada por los monofásicos con el fin de aumentar la energía entregada por el variac. Este caso simula la conexión ilícita de un usuario en un tramo de la red estudiada.

Bajo el mismo principio de detección utilizado para el test anterior, se realizan tres mediciones en instantes de tiempo diferentes, y fueron consignadas en la base de datos del servidor conforme se realizaba la petición de obtención de datos a la red.

**Cuadro 8. Datos sensados con simulación de conexión ilícita.**

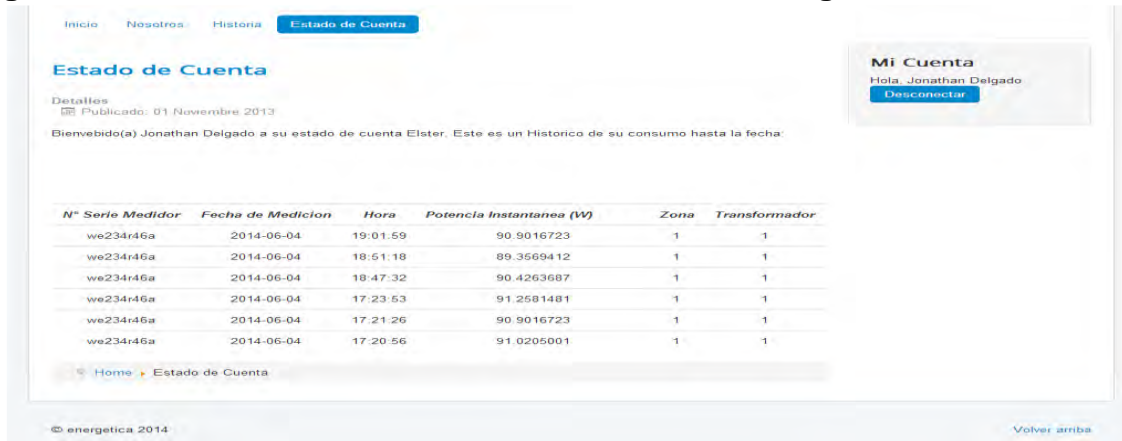
	Monofásico 1 (W)	Monofásico 2 (W)	Monofásico 3 (W)	Total Monofásico (W)	Trifásico (W)	Error Porcentual (%)
Ensayo 1	91,0264	93,0594	123,8389	307,9247	426,8793	27,8661
Ensayo 2	90,3569	93,4332	123,1003	306,8904	426,0172	27,9629
Ensayo 3	90,9017	93,2089	123,5775	307,6881	426,2931	27,8224

**Los resultados obtenidos demuestran que el error en la medición de la consumida instantánea aumento a un 27,8% haciendo de este un factor de para el administrador de la red monitoreada. Cabe resaltar que la diferencia el promedio de la columna total monofásico restado con el promedio de la trifásico (ver Cuadro 8**

**) da como resultado 110 Watts aproximadamente, que corresponden a la carga añadida intencionalmente y que no fue monitoreada.**

Los registros de medición de los ensayos fueron revisados en la página WEB diseñada para este fin en un ambiente local. A continuación se presentan algunas imágenes del entorno grafico desarrollado y el contenido presentado tanto para usuarios registrados como para el administrador del portal.

**Figura 42. Informe de estado de consumo de usuario registrado.**



Todos los usuarios registrados después de identificarse ante el servidor WEB pueden tener acceso solo a los datos relacionados con él. La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** es un ejemplo del entorno grafico dispuesto para el cliente en donde además de información acerca de la empresa prestadora del servicio, se encuentra un enlace en el cual los datos relacionados con la medición obtenida de su consumo a la fecha son mostrados. En la tabla de estado de cuenta aparecen las columnas de:

**N° Serie de Medidor:** contiene el número de serie del medidor instalado en la residencia del cliente.

**Fecha de Medición:** muestra la fecha en que fue realizada la medición.

**Hora:** Es la hora en la que fue tomado el dato de consumo.

**Potencia Instantánea (W):** presenta en Watts el consumo del usuario en el instante de la medición.

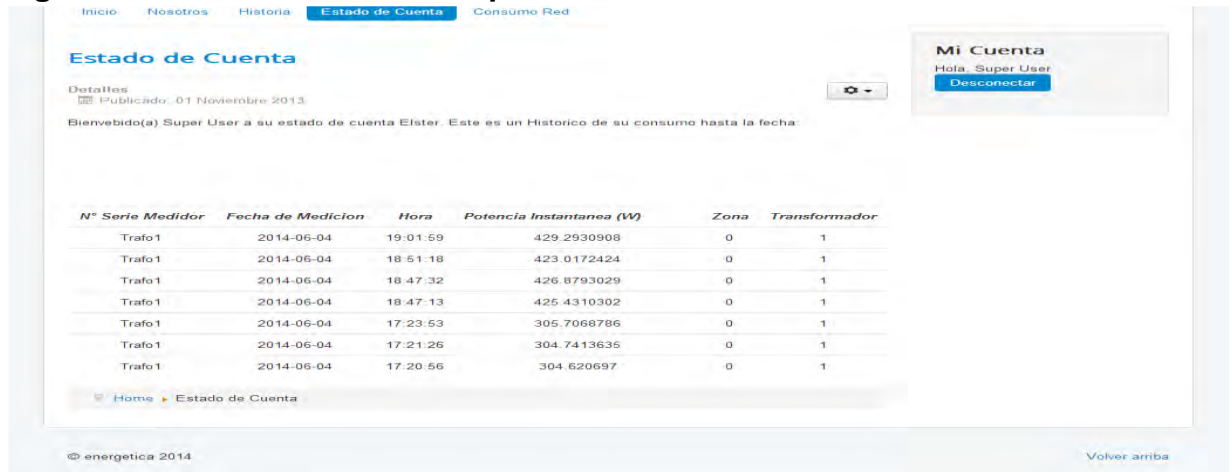
**Zona:** Indica el número de zona a la cual pertenece el usuario en la distribución geográfica que hace la compañía prestadora del servicio

**Transformador:** Se refiere al número de transformador al cual se encuentra conectado el usuario.

Al administrador de la red se le ofrece una lista de los datos de todos los usuarios así como la de los transformadores instalados en las zonas. En la Figura 43 se muestra Informe de consumo de potencia en los transformadores de las zonas. La distribución de la información para este caso es igual a la de un usuario registrado,

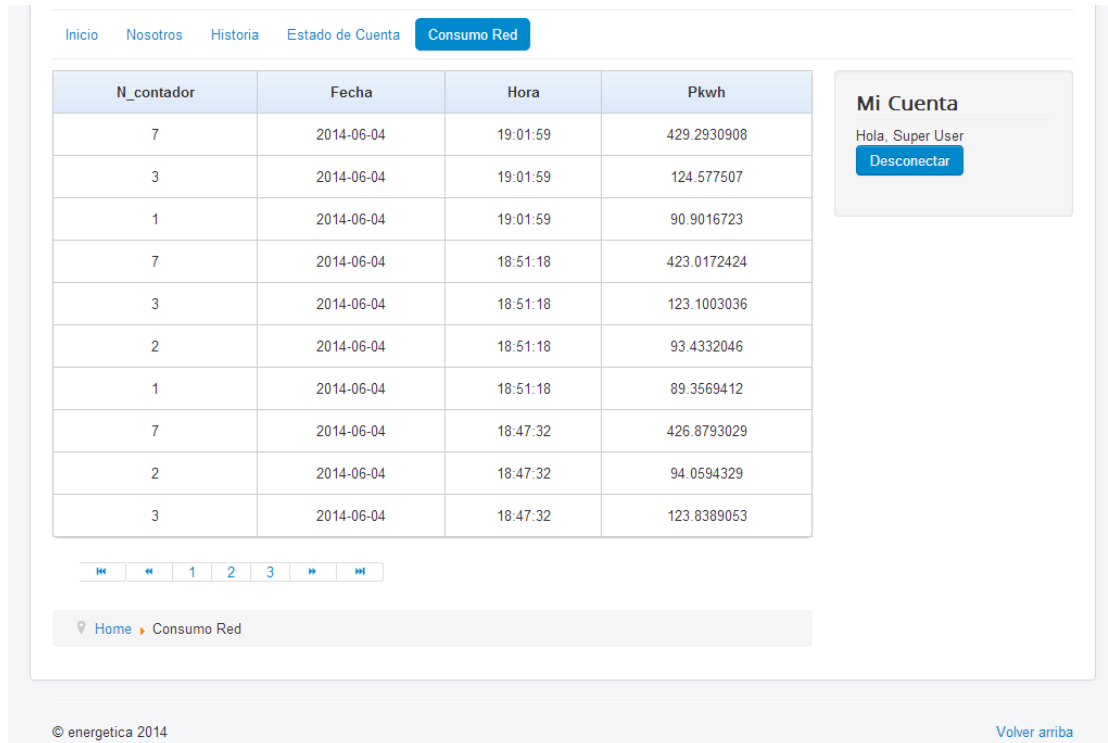
con la diferencia de que ya no se muestra el consumo monofásico sino el trifásico o total en todas las zonas.

**Figura 43. Informe consumo de potencia en transformadores de la zona.**



La pestaña de consumo de red es habilitada también para el administrador para que tenga una tabla exportable de todos los datos de consumo de la red, incluidos los de los transformadores de distribución (ver Figura 44).

**Figura 44. Consumo de todos los usuarios y transformadores.**



## 7. CONCLUSIONES

Simulando una red de distribución eléctrica secundaria en el laboratorio, se logró diseñar un sistema para la sectorización y medición del consumo energético de los usuarios residenciales conectados lícitamente a un transformador de distribución, utilizando circuitos de señal mixta PSoC y comunicación por líneas de potencia (PLC), con un error en la medición por propagación de incertidumbre de  $\pm 0,6W$  en el caso de tener un usuario conectado por línea de tensión.

En las pruebas realizadas se pudo estimar tanto en los medidores monofásicos, como el medidor trifásico, la incertidumbre relacionada a cada uno de ellos. Esta no supera los 0.5W en cargas con factores de potencia entre 0.8 y 1, para ambos casos.

La disminución del PF, hace la medición de los dispositivos fabricados pierdan precisión. Sin embargo, por el tipo de carga instalada en los inmuebles de la zona residencial (PF mayor de 0.9), garantiza la confiabilidad de los medidores el rango de la clase 0.5.

A través de los servicios WEB y MySQL alojados en un dominio local, se implementó un centro de control que permite el almacenamiento, organización y consulta de la información, relacionada con el consumo ya sea de un usuario particular o un sector al cual la compañía prestadora del servicio está surtiendo, con la capacidad de detectar pérdidas por fallas no técnicas al relacionar la zona en donde se encuentra el transformador de distribución y los usuarios conectados a él.

Al ser el número de usuarios conectados a un transformador de distribución susceptible a variaciones, se seleccionó una codificación que permita hasta 254 equipos dentro de un mismo sector. El propósito de esta sobreestimación es darle versatilidad al sistema ante la necesidad de agregar más de 150 usuarios por zona.

## 8. OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES

Aunque tanto el medidor monofásico de potencia ADE7763 como el medidor trifásico de potencia ADE7754 garantizan mediciones con errores por debajo del 0.1%. Esto no se logró obtener dentro de los resultados del proyecto debido a las siguientes razones:

- No se utilizó un patrón de medida lo suficientemente exacto que según como lo indica la norma, debe ser por lo menos 1000 veces más exacto, es decir, un medidor con el 0.0001% de error.
- Los transductores de tensión y corriente también inciden en la exactitud del medidor. Se podría utilizar elementos mucho más exactos para mejorar la exactitud del medidor, pero esto haría que se incrementaran los costos de desarrollo del proyecto.
- Es necesario utilizar fuentes exactas de tensión en corriente alterna durante la calibración del equipo, ya que si se conectan las cargas directamente a un barraje normal, las fluctuaciones que se originan por la demanda de las cargas que constantemente se conectan y se desconectan añaden notablemente porcentajes de error a la medición. En este proyecto no se utilizaron dichas fuentes porque son muy costosas y se utilizan en sitios especializados de metrología y calibración de equipos donde su alquiler es también muy costoso y se debe efectuar el pago por cada equipo a calibrar, lo que se hizo fue tratar de regular la tensión y conectarse a los barrajes de la universidad en tiempos donde la demanda de carga era muy mínima.

En cuanto al diseño general se recomienda hacer uso de un sistema Watchdog para la red de medidores, ya que mientras se realizaban pruebas algunas veces los medidores no respondían a la petición del maestro o los paquetes PLC se perdían y nunca llegaban al maestro de la red PLC. Para evitar que el maestro de la red o uno de los medidores monofásicos se quede atascado por software, un sistema de perro guardián (watchdog) podría solucionar esta clase de problemas.



## BIBLIOGRAFIA

ACEVEDO, J. and SÁNCHEZ, E. 2006. Pérdidas no técnicas: Uso del equipo detector de derivaciones para la identificación de tomas ilegales en acometidas. *Venezuela (Caracas)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: <http://www.afinidadelectrica.com/articulo.php?IdArticulo=71>.

ANALOG DEVICES 2003a. Calibration of a 3-Phase Energy Meter Board on the ADE7754 By Etienne Moulin. *Estados Unidos (NORWOOD)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: [http://www.analog.com/static/imported-files/application\\_notes/AN624\\_0.pdf](http://www.analog.com/static/imported-files/application_notes/AN624_0.pdf).

ANALOG DEVICES 2003b. Polyphase Multifunction Energy Metering IC with Serial Port. *Estados Unidos (NORWOOD)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: [http://www.analog.com/static/imported-files/data\\_sheets/ADE7754.pdf](http://www.analog.com/static/imported-files/data_sheets/ADE7754.pdf).

ANALOG DEVICES 2012. Current sensing for energy metering by William Koon. *Estados Unidos (NORWOOD)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: [http://www.analog.com/static/imported-files/tech\\_articles/16174506155607IIC\\_Paper.pdf](http://www.analog.com/static/imported-files/tech_articles/16174506155607IIC_Paper.pdf).

ANALOG DEVICES 2013a. Analog Devices Energy (ADE) Products: Frequently Asked Questions (FAQs) by Hariharan Mani. *Estados Unidos (NORWOOD)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: [http://www.analog.com/static/imported-files/application\\_notes/AN-639.pdf](http://www.analog.com/static/imported-files/application_notes/AN-639.pdf).

ANALOG DEVICES 2013b. Single - Phase Active and Apparent Energy Metering IC ADE7763. *Estados Unidos (NORWOOD)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: [http://www.analog.com/static/imported-files/data\\_sheets/ADE7763.pdf](http://www.analog.com/static/imported-files/data_sheets/ADE7763.pdf).

CENELEC 2002. CENELEC EN 50065-1: Signalling on low-voltage electrical installations in the frequency range 3 kHz to 148,5 kHz - Part 1: General requirements, frequency bands and electromagnetic disturbances. *Francia (Paris)* [en línea]. [Consulta: 24 August 2014]. Disponible en: <http://engineers.ihs.com/document/abstract/AQFJTAAAAAAAAAAAAA>.

CIRCUTOR S.A 2013a. Circutor catalogo y tarifa 2013. *España (Barcelona)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: <http://issuu.com/popvideo/docs/circutor-2013>.

CIRCUTOR S.A 2013b. Q.1 Contadores Multifunción de Energía Eléctrica. *España (Barcelona)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: [http://circutor.es/docs/CA\\_Q1\\_SP.pdf](http://circutor.es/docs/CA_Q1_SP.pdf).

CODENSA S.A 2010. CARGA MÁXIMA PARA EL SECTOR RESIDENCIAL. *Colombia (Bogotá D.C)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: [http://empresas.micodensa.com/BancoMedios/Documentos PDF/cargas\\_maximas.pdf](http://empresas.micodensa.com/BancoMedios/Documentos PDF/cargas_maximas.pdf)

COILCRAFT 2013. 50/60 Hz Current Sensing Transformer. *Estados Unidos (Illinois)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: <http://www.coilcraft.com/pdfs/sen60tr.pdf>.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS 1997. Resolución No. 108. *Colombia (Bogotá D.C)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolución-1997-CR108-97>.

CONGRESO DE COLOMBIA 1994. Leyes desde 1992 - Vigencia expresa y control de constitucionalidad [LEY\_0142\_1994]. *Colombia (Bogotá D.C)* [en línea]. 1994. pp. 34. [Consulta: 24 August 2014]. Disponible en: [http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_0142\\_1994.htm](http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0142_1994.htm).

CYPRESS 2014. Programmable System - on - Chip - Cypress. *Estados Unidos (California)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: <http://www.cypress.com/psoc/>.

DIRECTINDUSTRY 2014. Transformador de distribución / trifásico - 10 - 20 kV, 50 - 2 500 kVA | PB series - CELME SRL. [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: <http://www.directindustry.es/prod/celme-srl/transformadores-distribucion-trifasico-50246-363926.html>.

GÁMEZ, J., ORIA, R. and FIGUEROA, L. 2005. Detección, Control y Monitoreo de las Pérdidas No Técnicas a través de Medidores Totalizadores en C.A. Electricidad de Valencia. *Brasil (Alagoas)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: [http://sg.cier.org.uy/Publicaciones/Revista.nsf/0a293b20eacdf8a903257133003ea67d/3f3bd75053e26571032573720050d5ea/\\$FILE/06\\_DeteccionControl.pdf](http://sg.cier.org.uy/Publicaciones/Revista.nsf/0a293b20eacdf8a903257133003ea67d/3f3bd75053e26571032573720050d5ea/$FILE/06_DeteccionControl.pdf).

ICONTEC, N.T.C. 2003. NTC 2147 - EQUIPOS DE MEDICION DE ENERGIA ELECTRICA -C.A.-. REQUISITOS PARTICULARES. MEDIDORES ESTATICOS DE ENERGIA ACTIVA -CLASES 0,2 S Y 0,5S-. *Colombia (Bogotá D.C)* [en línea]. 2003. pp. 15. [Consulta: 24 August 2014]. Disponible en: <http://tienda.icontec.org/index.php/materiales/ntc-2147-equipos-de-medicion-de-energia-electrica-c-a-requisitos-particulares-medidores-estaticos-de-energia-activa-clases-0-2-s-y-0-5s.html>.

JIMÉNEZ, M. 2012. Coloca CFE equipo para evitar robo de energía. *Mexico (Cunduacán)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en:

<http://www.diariopresente.com.mx/section/municipios/64622/coloca-cfe-equipo-evitar-robo-energia/>.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA 2006. Caracterización energética sectores residencial, comercial y terciario. *Colombia (Bogotá D.C)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: [http://www.upme.gov.co/Upme12/2007/Upme13/Caracterizacion\\_energetica\\_sectores.pdf](http://www.upme.gov.co/Upme12/2007/Upme13/Caracterizacion_energetica_sectores.pdf).

NARANJO, F. 2011. Pérdidas por robo de energía ascienden a 130.000 millones | Portafolio.co. *Colombia (Bogotá D.C)* [en línea]. pp. 1. [Consulta: 24 August 2014]. Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/perdidas-robo-energia-ascienden-130000-millones>.

PAZ PENAGOS, H., CASTELLANOS TACHE, G.D., ALARCÓN BALLESTEROS, R.F., WEISS VELANDIA, V.L., LAVERDE CAÑÓN, Á.R., RODRÍGUEZ CALDERÓN, J.C. and RINCÓN FONSECA, L.A., 2006. *Diseño e implementación de una red domótica para un laboratorio de ingeniería electrónica* [en línea]. 2006. S.l.: s.n. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: <http://revistas.javeriana.edu.co/index.php/iyu/article/view/920>.

PÉREZ, P.A. 2001. *Transformadores de distribución: teoría, cálculo, construcción y pruebas* [en línea]. S.l.: Reverte. [Consulta: 25 August 2014]. ISBN 9686708480. Disponible en: [http://books.google.com/books?id=m\\_I-NT38\\_UC&pgis=1](http://books.google.com/books?id=m_I-NT38_UC&pgis=1).

RAMOS, J. 2011. Capítulo 6. Mediciones para Administración de Energía. *Argentina (Buenos Aires)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: [http://www.oocities.org/tel\\_115/archivos/Capitulo\\_6.pdf](http://www.oocities.org/tel_115/archivos/Capitulo_6.pdf).

SUPERSERVICIOS 2013. Guía de usuario serie participación ciudadana y control social a servicios públicos Participación Publicaciones Superintendencia de Servicios Públicos. *Colombia (Bogotá D.C)* [en línea]. [Consulta: 24 August 2014]. Disponible en: <http://www.superservicios.gov.co/content/download/3503/36730/version/1/file/%282013%29+GUIA+DE+USUARIO+SERIE+PARTICIPACION%CC%81N+CIUDADANA+Y+CONTROL+SOCIAL+A+SERVICIOS+PU%CC%81BLICOS.pdf>.

3M 2012. SARE. Sistema Anti Robo de Energía. *Estados Unidos (Minnesota)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: <http://www.mayecen.com/catalogos/3M/HTML/files/assets/basic-html/page39.html>.

VIDRIO, G. 2004. Sistema de Medición y Detección de Pérdidas de Energía Eléctrica (SIM-IV). *Mexico (D.F)* [en línea]. [Consulta: 25 August 2014]. Disponible en: <http://www.iie.org.mx/boletin032004/art.pdf>.

## ANEXOS

### Anexo A. Pruebas de exactitud monofásica

**Cuadro 9. Prueba 1 medidor monofásico vs PQA824.**

Medidor Monofasico (W)	Patron (W)	PF=1
138,3	138,1	
138,1	138,2	
138,4	138,2	
138,1	138,2	
138,3	138,2	
138,1	138,3	
138,2	138,1	
138,3	138,1	
138,4	138,2	
138,1	138,1	
Promedio	Promedio	
138,2	138,2	
Desviación Estandar	Presicion EP (%)	
0,125	0,1	
Error Estandar	Resolucion EP (W)	
0,040	0,1	

**Cuadro 10. Prueba 2 medidor monofásico vs PQA824.**

Medidor Monofasico (W)	Patron (W)	PF=0,67
184,3	184,4	
184,7	184,3	
184,4	184,3	
184,3	184,2	
184,4	184,3	
184,3	184,3	
184,3	184,4	
184,5	184,3	
184,4	184,4	
184,5	184,4	
Promedio	Promedio	
184,4	184,3	
Desviación Estandar		
0,112		
Error Estandar		
0,036		

## ANEXO A. (continuación)

**Cuadro 11. Prueba 3 medidor monofásico vs PQA824.**

Medidor Monofasico (W)	Patron (W)	PF=0,83
97,2	97,3	
97,3	97,3	
97,1	97,2	
97,1	97,3	
97,2	97,2	
97,2	97,2	
97,1	97,3	
97,2	97,3	
97,1	97,2	
97,2	97,2	
Promedio	Promedio	
97,2	97,3	
Desviacion Estandar		
0,079		
Error Estandar		
0,025		

**Cuadro 12. Prueba 4 medidor monofásico vs PQA824.**

Medidor Monofasico (W)	Patron (W)	PF=1
95,3	95,1	
95,3	95,1	
95,3	95,0	
95,3	95,2	
95,1	95,2	
95,0	95,1	
95,3	95,2	
95,0	95,2	
95,0	95,1	
95,2	95,1	
Promedio	Promedio	
95,2	95,1	
Desviacion Estandar		
0,119		
Error Estandar		
0,038		

## Anexo B. Pruebas de exactitud trifásicas

**Cuadro 13. Prueba 1 medidor trifásico vs PQA824.**

Medidor Trifasico (W)	Patron (W)	PF=1
421,4	421,1	
421,8	421,2	
421,9	421,4	
421,1	421,1	
421,7	421,2	
421,3	421,1	
421,9	421,1	
421,6	421,3	
421,7	421,2	
421,9	421,4	
Promedio	Promedio	
421,6	421,2	
Desviacion Estandar	Desviacion Estandar	
0,276	0,120	
Error Estandar	Error Estandar	
0,087	0,038	
	Presicion EP (%)	
	0,1	
	Resolucion EP (W)	
	0,1	

**Cuadro 14. Prueba 2 medidor trifásico vs PQA824.**

Medidor Trifasico (W)	Patron (W)	PF=1
281,4	281,4	
281,6	281,4	
281,2	281,2	
281,3	281,2	
281,2	281,3	
281,6	281,2	
281,7	281,4	
281,2	281,1	
281,9	281,3	
281,3	281,2	
Promedio	Promedio	
281,4	281,3	
Desviacion Estandar	Desviacion Estandar	
0,226	0,106	
Error Estandar	Error Estandar	
0,072	0,033	

## ANEXO B. (continuación)

**Cuadro 15. Prueba 3 medidor trifásico vs PQA824.**

Medidor Trifasico (W)	Patron (W)	PF=1
378,1	378,1	
378,2	378,1	
378,3	378,2	
378,1	378,1	
378,1	378,2	
378,3	378,1	
378,0	378,2	
378,3	378,2	
378,1	378,2	
378,3	378,1	
Promedio	Promedio	
378,2	378,2	
Desviacion Estandar	Desviacion Estandar	
0,099	0,053	
Error Estandar	Error Estandar	
0,031	0,017	

**Cuadro 16. Prueba 4 medidor trifásico vs PQA824.**

Medidor Trifasico (W)	Patron (W)	PF=0,83
190,9	190,5	
190,8	190,2	
190,9	190,3	
190,6	190,2	
190,8	190,1	
190,6	190,5	
190,9	190,5	
190,7	190,1	
190,9	190,3	
190,5	190,4	
Promedio	Promedio	
190,8	190,3	
Desviacion Estandar	Desviacion Estandar	
0,174	0,160	
Error Estandar	Error Estandar	
0,055	0,050	